

REGIONE PUGLIA

Provincia di TARANTO



Comune
LATERZA



Comune
CASTELLANETA



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
EOLICO DENOMINATO "LATERZA 1" COSTITUITO DA
17 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 111,60 MW
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

Studio di Impatto Ambientale

ELABORATO

AM01

PROPONENTE:

RINASCITA WIND S.R.L.
Contrada Cacapentima snc
74014 Laterza (TA)
pec: rinascitawind@pec.it

cod. id.: E-LARIN

CONSULENTI:

Dott.ssa Elisabetta NANNI
Dott. Ing. Rocco CARONE
Dott. Biol. Fau. Lorenzo GAUDIANO
Dott. Agr. For. Mario STOMACI
Dott. Geol. Michele VALERIO

PROGETTISTI:

 
SOCIETÀ DI INGEGNERIA Innovative Engineering
Via Caduti di Nassiriya 55
70124 Bari (BA)
e-mail: atechsr@libero.it
pec: atechsr@legalmail.it
STUDIO PM SRL
Via dell'Artigianato 27 75100 Matera (MT)
e-mail: paolo.montefinese@pm-studio
pec: studiopm@mypec.eu

DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio TRICARICO
Ordine Ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Paolo MONTEFINESE
Ordine Ingegneri di Matera n. 968



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA
Ordine Ingegneri di Bari n. 10743



0	APRILE 2023	C.C.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Progetto	Progetto Definitivo				
Regione	Puglia				
Comune	Laterza, Castellaneta				
Proponente	RINASCITA WIND Srl Contrada Cacapentima snc - 74014 Laterza (TA) P.Iva 03360250736				
Redazione Progetto definitivo e SIA	ATECH S.R.L. - Via Caduti di Nassiryia 55 - 70124 Bari (BA) STUDIO PM S.R.L - Via dell'Artigianato 27 75100 Matera (MT)				
Documento	Studio di Impatto Ambientale				
Revisione	00				
Emissione	Marzo 2023				
Redatto	C.C. - ed altri	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.

Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Ing. Chiara Cassano Dott. Cataldo Colamartino Geol. Anna Castro Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico				
Verificato:	Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)				
Approvato:	Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)				

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando **la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.**

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di RINASCITA WIND S.R.L., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.



Indice

1. PREMESSE	6
2. DEFINIZIONE E DESCRIZIONE DELL'OPERA E ANALISI DELLE MOTIVAZIONI E DELLE COERENZE	8
2.1. ITER PROCEDURALE	8
2.2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	9
2.2.1. NORMATIVA DI VIA.....	9
2.2.2. QUADRO NORMATIVO NAZIONALE.....	11
2.2.3. QUADRO NORMATIVO REGIONALE.....	14
2.3. MOTIVAZIONI E SCELTA TIPOLOGICA DELL'INTERVENTO	15
2.3.1. ADESIONE ALLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN).....	15
2.3.1. IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA (PNIEC)	16
2.3.2. PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) 2021	21
2.3.3. PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR).....	25
2.4. PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE VIGENTE	27
2.4.1. REGOLAMENTO REGIONALE 24/2010- AREE NON IDONEE	28
2.4.1. D.L. 199/2021 - AREE IDONEE	32
3. ANALISI DELLO STATO DELL'AMBIENTE (SCENARIO DI BASE)	35
3.1. AREA DI STUDIO – AREA VASTA	36
3.2. AREA DI STUDIO – AREA DI SITO	39
3.3. POPOLAZIONE E SALUTE UMANA	44
3.4. BIODIVERSITÀ	57
3.4.1. CARATTERIZZAZIONE DELLA VEGETAZIONE E DELLA FLORA	66
3.4.2. CARATTERIZZAZIONE DELLA FAUNA.....	69
3.4.3. CARATTERIZZAZIONE DELLE AREE DI INTERESSE CONSERVAZIONISTICO.....	75
3.4.3.1. Aree protette - EUAP e Rete Natura 2000 75	
3.4.4. APPROFONDIMENTO TEMATICO – VALUTAZIONE DI INCIDENZA	81
3.5. SUOLO, USO DEL SUOLO E PATRIMONIO AGROALIMENTARE	83
3.6. GEOLOGIA E ACQUE	108
3.6.1. GEOLOGIA	108

3.6.2. ACQUE.....	110
3.6.2.1. Piano di assetto idrogeologico	113
3.6.2.2. Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale	120
3.6.3. PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE	125
3.7. ATMOSFERA: ARIA E CLIMA	144
3.7.1. PIANO REGIONALE DELLA QUALITÀ DELL'ARIA	150
3.8. SISTEMA PAESAGGISTICO: PAESAGGIO, PATRIMONIO CULTURALE E BENI MATERIALI	155
3.8.1. DESCRIZIONE DEL PATRIMONIO PAESAGGISTICO, STORICO E CULTURALE	156
3.8.2. STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE/PIANIFICAZIONE PAESAGGISTICA, URBANISTICA E TERRITORIALE.	161
3.8.2.1. Piano paesaggistico territoriale regionale	162
3.8.2.2. Accertamento di compatibilità paesaggistica	176
3.8.2.1. Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale	177
3.8.2.2. Strumento urbanistico del comune di Laterza	178
3.8.2.3. Strumento urbanistico del comune di Castellaneta	180
3.9. AGENTI FISICI	181
3.9.1. RUMORE E VIBRAZIONI.	181
3.9.2. CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	183
3.9.1. RADIAZIONI OTTICHE.....	186
3.9.1.1. Inquinamento ottico	186
3.9.1.1. Mappa di vincolo e limitazione ostacoli Aeroporto "Antonio Ramirez" di Gioia del Colle	187
4. ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA.....	189
4.1. RAGIONEVOLI ALTERNATIVE	189
4.1.1. STIMA DEGLI EFFETTI	205
4.1.1.1. Rango delle componenti ambientali	207
4.1.1.2. Risultati dell'analisi degli impatti ambientali	209
4.2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	216
4.2.1. UBICAZIONE DELL'OPERA	216
4.2.2. VALUTAZIONE DI PRODUCIBILITÀ	222
4.2.3. AEROGENERATORI.....	223

4.2.4.	IMPIANTO ELETTRICO	226
4.2.5.	CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE A 150 KV	227
4.2.6.	VIABILITÀ INTERNA AL PARCO EOLICO	231
4.2.7.	FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO	231
4.2.8.	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	232
4.2.9.	OBIETTIVI DI ECONOMIA CIRCOLARE E CICLO DI VITA DELL'IMPIANTO.....	235
4.2.9.1.	Le emissioni delle fonti elettriche sul ciclo di vita	249
4.2.9.2.	EROI, l'Energy Return On Investment	251
4.3.	SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	254
4.4.	INTERAZIONE OPERA AMBIENTE	265
4.4.1.	POPOLAZIONE E SALUTE UMANA.....	266
4.4.2.	BIODIVERSITÀ	272
4.4.3.	SUOLO, USO DEL SUOLO E PATRIMONIO AGROALIMENTARE.....	281
4.4.4.	GEOLOGIA E ACQUE.....	284
4.4.5.	ATMOSFERA: ARIA E CLIMA.....	293
4.4.6.	SISTEMA PAESAGGISTICO: PAESAGGIO, PATRIMONIO CULTURALE E BENI MATERIALI	301
4.4.7.	AGENTI FISICI	350
4.4.7.1.	Rumore e Vibrazioni.	350
4.4.7.2.	Campi elettromagnetici.	351
5.	MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE.....	352
5.1.	POPOLAZIONE E SALUTE UMANA	352
5.1.1.	RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE	352
5.1.1.1.	Analisi delle ricadute sociali e occupazionali	354
5.1.1.2.	Le ricadute monetarie	354
5.1.1.3.	Le ricadute economiche e occupazionali sul territorio	364
5.1.1.4.	La SEN 2017: investimenti e occupati	366
5.1.1.5.	Analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche connesse al progetto in oggetto	367
5.2.	BIODIVERSITÀ	374
5.3.	SUOLO, USO DEL SUOLO E PATRIMONIO AGROALIMENTARE	379
5.4.	GEOLOGIA ED ACQUE	380

5.4.1. ATTRAVERSAMENTI IDRAULICI.....	382
5.5. ATMOSFERA: ARIA E CLIMA	389
5.6. SISTEMA PAESAGGISTICO: PAESAGGIO, PATRIMONIO CULTURALE E BENI MATERIALI	390
5.1. AGENTI FISICI	393
6.STUDIO DEGLI IMPATTI CUMULATIVI	394
6.1. IMPATTO CUMULATIVI SULLE VISUALI PAESAGGISTICHE	405
6.2. IMPATTO SU PATRIMONIO CULTURALE E IDENTITARIO	407
6.3. IMPATTI CUMULATIVI SU NATURA E BIODIVERSITÀ	407
6.4. IMPATTO ACUSTICO CUMULATIVO	410
6.5. IMPATTI CUMULATIVI SU SUOLO E SOTTOSUOLO	411
7.CONCLUSIONI	418
8.APPENDICE 1 – MATRICI AMBIENTALI.....	420

1. PREMESSE

Il presente documento costituisce lo **Studio di Impatto Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 come modificato ed integrato dal D.Lgs 104/2017, e dell'art. 8 della L.R. n. 11 del 12/06/2001 e ss.mm.ii., relativamente al progetto di un **parco eolico di potenza complessiva pari a 111,60 MW da realizzarsi nel Comune di Laterza e relative opere di connessione alla RTN nel comune di Castellaneta (Provincia di Taranto, in Regione Puglia)**.

Trattandosi di un impianto di potenza complessiva pari a 111,60 MW (quindi maggiore di 30 MW), il presente progetto è sottoposto a procedura di **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale nell'ambito del** procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art.23 del D.Lgs. 152/2006.

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 16 aerogeneratori della potenza di 6,6 MW**
- **n° 1 aerogeneratore della potenza di 6,0 MW (RIN16)**
- piazzole di collegamento alle turbine;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori, la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- nuova Stazione Elettrica Utente 150/30 Kv;
- collegamento in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta.

La società proponente è la **RINASCITA WIND S.r.l.**, con sede legale Contrada Cacapentima snc - 74014 Laterza (TA), P.Iva 03360250736.

Tale opera si inserisce nel quadro istituzionale di cui al *D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"* le cui finalità sono:



- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Lo Studio di Impatto Ambientale presenta i contenuti richiesti nell'Allegato V della Parte Seconda del D.Lgs 152/06 ed è stato redatto come indicato nelle Linee guida SNPA 28/2020 - "Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale", secondo il seguente schema:

Definizione e descrizione dell'opera e analisi delle motivazioni e delle coerenze;

- **Analisi dello stato dell'ambiente (Scenario di base);**
- **Analisi della compatibilità dell'opera;**
- **Mitigazioni e compensazioni ambientali;**
- **Progetto di monitoraggio ambientale (PMA).**

2. DEFINIZIONE E DESCRIZIONE DELL'OPERA E ANALISI DELLE MOTIVAZIONI E DELLE COERENZE

2.1. Iter procedurale

L'intervento in esame rientra nel campo di applicazione della normativa in materia di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e, nello specifico, è soggetto:

- ❖ ai sensi dell'**art. 7 bis comma 2 D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. sono sottoposti a VIA in sede statale** i progetti di cui all'Allegato II alla Parte Seconda del presente decreto, punto 2) dell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 *impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW*;
- ❖ ai sensi della L. R. 11/2001 e ss.mm.ii. e quindi con riferimento alla normativa regionale, l'intervento proposto ricade tra quelli dell'allegato B.2 (Verifiche di assoggettabilità di competenza della provincia): **B.2.I impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore ad 1 MW.**

Alla luce del su esposto riferimento normativo, trattandosi di un impianto di potenza complessiva pari a 111,60 MW (quindi maggiore di 30 MW), sarà sottoposto ad una procedura di **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale, con il coinvolgimento di:**

- ❖ **Ministero della transizione ecologica Direzione Generale Valutazioni Ambientali - Divisione V – Procedure di valutazione VIA e VAS;**
- ❖ **Ministero della cultura - Soprintendenza Speciale per il PNRR.**

Per questo motivo è stata redatta la presente documentazione, al fine di valutare l'entità dei potenziali impatti indotti sull'ambiente dovuti alla realizzazione degli interventi in progetto; lo Studio è stato redatto conformemente a quanto stabilito nell'allegato VII della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. e dell'art.8 della L.R. 11/2001.

Oltre alla procedura di VIA, l'impianto è soggetto al rilascio di Autorizzazione Unica, da parte della Regione Puglia, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela di ambiente, paesaggio e patrimonio storico-artistico.

2.2. Normativa di riferimento

Nel presente paragrafo si riporta l'elenco della normativa e dei provvedimenti di riferimento, organicamente raggruppati per tipologia e campo d'azione, per la predisposizione del presente lavoro inerente le opere in oggetto.

2.2.1. Normativa di VIA

In Europa, la VIA è stata introdotta dalla Direttiva Comunitaria del 27 giugno 1985, n. 337 (85/337/CE) concernente la *valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati*, in cui la Comunità Europea **sottolinea come "...la migliore politica ecologica consiste nell'evitare fin dall'inizio inquinamenti ed altre perturbazioni, anziché combatterne successivamente gli effetti..."** e **come occorre "... introdurre principi generali di valutazione dell' impatto ambientale allo scopo di completare e coordinare le procedure di autorizzazione dei progetti pubblici e privati che possono avere un impatto rilevante sull'ambiente..."**.

Per sintetizzare i concetti propri della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, definiti dalla Direttiva 85/337/CEE, si possono utilizzare quattro parole chiave:

- *Prevenzione*, ossia analisi in via preliminare di tutte le possibili ricadute dell'azione dell'uomo, al fine non solo di salvaguardare, ma anche di migliorare la qualità dell'ambiente e della vita.
- *Integrazione*, ossia considerazione di tutte le componenti ambientali e delle interazioni fra i diversi effetti possibili, oltre che inserimento della VIA nella programmazione di progetti e negli interventi nei principali settori economici.
- *Confronto*, ossia dialogo e riscontro tra chi progetta e chi autorizza nelle fasi di raccolta, analisi e impiego di dati scientifici e tecnici.
- *Partecipazione*, ossia apertura del processo di valutazione dei progetti all'attivo contributo dei cittadini in un'ottica di maggior trasparenza sia sui contenuti delle proposte progettuali sia sull'operato della Pubblica Amministrazione. Questo aspetto della VIA si esplicita attraverso la pubblicazione della domanda di autorizzazione di un'opera in progetto e del relativo studio di impatto ambientale, e attraverso la possibilità di consultazione, in una fase precedente alla decisione sul progetto.

La Direttiva Europea impegna i Paesi della Comunità Europea al recepimento legislativo in materia di compatibilità ambientale definendo gli scopi della valutazione di impatto ambientale, i progetti oggetto di interesse, le autorità competenti in materia, gli obblighi degli Stati membri.

Essa infatti stabilisce:

che i progetti per i quali si prevede un impatto ambientale rilevante per natura, dimensioni o ubicazione, devono essere sottoposti a valutazione prima del rilascio dell'autorizzazione; in particolare, nell'Allegato I sono elencate le opere che devono essere obbligatoriamente sottoposte a VIA da parte di tutti gli Stati membri, mentre nell'Allegato II sono elencate le opere minori per le quali l'assoggettamento a VIA è a discrezione degli Stati Membri.

che vengano individuati, descritti e valutati gli effetti ambientali diretti ed indiretti di un progetto su:

- *uomo, fauna e flora;*
- *suolo, acqua, aria, clima e paesaggio;*
- *interazione tra i suddetti fattori;*
- *beni materiali e patrimonio culturale;*

che l'iter procedurale preveda un adeguato processo di informazione e la possibilità di consultazione estesa a tutte le istituzioni interessate e al pubblico;

che le decisioni prese siano messe a disposizione delle autorità interessate e del pubblico.

Nel 1997 la Direttiva 85/337/CEE è stata modificata dalla 97/11/CE che risponde all'esigenza di chiarire alcuni aspetti segnalati come difficoltosi dagli Stati Membri nell'applicazione della Direttiva stessa, in particolare in relazione alle opere elencate nell'Allegato II, al contenuto degli studi di impatto ambientale ed alle modifiche progettuali.

A tal fine sono state introdotte e definite due nuove fasi:

- una di selezione, screening o verifica, il cui scopo è quello di stabilire se un progetto presente nell'allegato II debba essere sottoposto a VIA, lasciando libertà di decisione in merito ai criteri da usare (caso per caso o fissando soglie e criteri);
- una di specificazione, scoping, che si inserisce come fase non obbligatoria a monte della redazione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) il cui scopo è di definire nei dettagli i contenuti del SIA mediante la consultazione fra proponente ed autorità competente.



Con la nuova Direttiva si va verso il miglioramento, l'armonizzazione e l'integrazione delle "regole" relative alle procedure di valutazione, dando agli Stati membri la possibilità di raccordare la VIA con la Direttiva 96/61/CE relativa al controllo ed alla prevenzione integrata dell'inquinamento (I.P.P.C.).

2.2.2. Quadro Normativo Nazionale

La normativa italiana, nel recepire la Direttiva Europea 85/337/CEE, oltre a ribadire i contenuti di base della procedura previsti dal contesto normativo comunitario, fa di questa uno strumento strategico flessibile, che affronta in modo globale i problemi relativi alla realizzazione di opere e interventi attraverso una sostanziale interazione tra chi progetta e chi autorizza sin dalle fasi iniziali della progettazione.

In questo modo, anticipando alcune innovazioni introdotte successivamente con la Direttiva **97/11/CE, la procedura di VIA in Italia si pone come una sorta di "canale" in cui la proposta di un'opera** entra come progetto preliminare ed esce come progetto definitivo dopo essere stata sottoposta a procedure amministrative, di consultazione e tecniche mediante le quali vengono fornite tutte le indicazioni necessarie per le successive fasi di progettazione esecutiva e di realizzazione, qualora ricorrano le condizioni di compatibilità ambientale.

I principali benefici ottenibili con l'adozione delle norme di valutazione ambientale preventiva sono:

- ✓ il miglioramento della qualità dell'ambiente e della qualità della vita attraverso l'utilizzo di analisi e valutazioni preliminari orientate verso un approccio preventivo ed integrato;
- ✓ il miglioramento del rapporto tra Pubblica Amministrazione, soggetti proponenti e cittadini, grazie ad una logica di interazione, confronto diretto e partecipazione;
- ✓ il miglioramento del funzionamento della Pubblica Amministrazione, attraverso una più razionale attribuzione delle competenze e uno snellimento delle procedure autorizzative.

Nel **1986 con la Legge 349 del 08/07/1986 "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale"** è stato istituito il **Ministero dell'Ambiente**, al fine di focalizzare l'interesse pubblico alla difesa dell'ambiente.

In particolare con l'art. 6 della Legge 349/86 si fissano i principi generali, i tempi e le modalità di recepimento integrale della direttiva europea, attribuendo al Ministero dell'Ambiente il compito di pronunciarsi, di concerto con il Ministero per i Beni Ambientali e Culturali, sulla compatibilità delle opere assoggettate a VIA.



A distanza di due anni sono state varate le disposizioni per l'applicazione della Direttiva Comunitaria 85/337/CEE e dell'art. 6 della L. 349/86 attraverso il **DPCM 377 del 10 agosto 1988** "Regolamentazione delle pronunce di compatibilità ambientale di cui all'art. 6 della L. 8 luglio 1986, n. 349, recante istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale", con cui si disciplinano tutte le opere dell'Allegato I e si estende l'elenco delle categorie di interventi da sottoporre a VIA, abrogato poi dal **D.Lgs. 152/06 Testo Unico Ambientale**.

In seguito con il **DPCM del 27 dicembre 1988** "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6 della L. 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del DPCM 10 agosto 1988, n. 377" vengono definiti per tutte le categorie di opere elencate nell'art. 1 del DPCM 10 agosto 1988 n. 377 i contenuti e le caratteristiche degli studi.

Con la **legge 22 febbraio 1994, n. 146**, art. 40 comma 1, "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee - Legge Comunitaria 1993", in attesa dell'approvazione della legge sulla VIA, il Governo Italiano è stato delegato a definire condizioni, criteri e norme tecniche per l'applicazione della procedura di VIA ai progetti del secondo elenco della Direttiva 85/337/CEE.

Il Governo ha adempiuto alle disposizioni comunitarie con il DPR 12/04/1996 "**Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale**", emanato in seguito al procedimento di infrazione cui è stata sottoposta l'Italia a causa della mancata applicazione dell'allegato II e per difformità nell'applicazione dell'allegato I della Direttiva 85/337/CEE.

A livello nazionale, tale Atto si inserisce nel più ampio quadro normativo che stabilisce in via generale i principi della procedura, al fine di meglio definire i ruoli dell'Autorità Competente, rappresentata dalla Pubblica Amministrazione; esso infatti prospetta che lo svolgimento della procedura di VIA costituisca la sede per il coordinamento, la semplificazione e lo snellimento delle procedure relative ad autorizzazioni, nulla osta, pareri o assensi, necessari per la realizzazione e l'esercizio delle opere o degli interventi elencati.

A livello regionale, l'Atto di indirizzo richiede alle Regioni stesse di normalizzare le procedure e unificare il rilascio di autorizzazioni e pareri preliminari.



Gli Allegati del Decreto definiscono le tipologie progettuali per cui la VIA è sempre obbligatoria (Allegato A) e quelle, elencate in Allegato B, soggette o meno a VIA in base ai criteri contemplati nell'allegato C (contenuti dello studio di impatto ambientale) e nell'allegato D (elementi di verifica per l'ambito di applicazione della procedura di VIA) del medesimo decreto. Nel caso in cui un'opera in progetto, appartenente alle tipologie in Allegato B, ricada anche solo parzialmente in aree naturali protette, dovrà obbligatoriamente essere sottoposta alla procedura di VIA.

Le soglie, intese come limite qualitativo e/o quantitativo per sottoporre o meno un progetto a VIA, possono differenziarsi a seconda della situazione geografica, variando da Regione a Regione sino ad un massimo del 30%. Ulteriore elemento di flessibilità è determinato dalla localizzazione del progetto in aree naturali o protette: ricorrendo tale circostanza le soglie vengono abbassate del 50%.

La legge di riferimento in tema ambientale a livello nazionale è attualmente il **D.Lgs. 152/06 Testo Unico Ambientale** che, dopo una serie di revisioni ed integrazioni (gli ultimi sono i decreti correttivi D.Lgs. 4/2008, D.L. 59/2008, D.Lgs. n. 128 del 29 giugno 2010 e D.Lgs. n. 104 del 2017), ha raggiunto la sua stesura definitiva.

Il decreto legislativo ha come obiettivo primario la promozione dei livelli di qualità della vita umana, da realizzare attraverso la salvaguardia ed il miglioramento delle condizioni dell'ambiente e l'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

In particolare, alla Parte II - Titolo III, riporta le indicazioni e le modalità relativamente alla **Valutazione di Impatto Ambientale indicandone:**

- i criteri relativi allo svolgimento di una verifica di assoggettabilità a VIA;
- la definizione dei contenuti dello studio di impatto ambientale;
- la prestazione e la pubblicazione del progetto;
- lo svolgimento delle consultazioni;
- la valutazione dello studio ambientale e degli esiti delle consultazioni;
- i criteri relativi alle decisioni;
- **l'informazione sulle decisioni;**
- il monitoraggio.

2.2.3. Quadro Normativo Regionale

I principali riferimenti normativi della Regione Puglia relativi al settore ambientale ed energetico sono:

- **L.R. 12 aprile 2001, n. 11:** "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale", e successive modifiche, che disciplina le procedure di valutazione di impatto ambientale (VIA) e definisce le competenze in materia;
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 28 dicembre 2010:** Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **REGOLAMENTO REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 24:** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la **individuazione di aree e siti non idonei** alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **D.G.P. n. 147 del 29/07/2011:** Procedure per la valutazione della compatibilità ambientale degli impianti industriali per la produzione di energia elettrica da fotovoltaico.
- **Allegato alla D.G.P. n. 147 del 29/07/2011:** Indirizzi organizzativi e procedurali per lo svolgimento delle procedure di VIA di progetti per la realizzazione di impianti fotovoltaici.
- **Regolamento Regionale del 30/12/2010, n.24:** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia
- **Legge regionale 7 novembre 2022, n. 26:** "Organizzazione e modalità di esercizio delle funzioni amministrative in materia di valutazioni e autorizzazioni ambientali". Tale legge, con l'art. 15, abroga la Legge regionale 12 aprile 2001, n.11 e le disposizioni o indicazioni contenute in leggi, regolamenti, deliberazioni, circolari, atti dirigenziali o altri documenti regionali, comunque denominati, in contrasto con la stessa legge.

2.3. Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento

Nel presente paragrafo vengo analizzate le direttive comunitarie e nazionali rispetto alle politiche energetiche e di sostenibilità ambientale, che dimostrano come la scelta di realizzare il parco eolico in oggetto sia perfettamente in linea con tali indicazioni.

2.3.1. Adesione alla Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10 novembre 2017, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

La Strategia Energetica Nazionale 2017 pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030 che, **coerentemente con il Piano dell'Unione Europea, si incentra sui seguenti obiettivi:**

1. migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;

2. raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21:

a. promuovendo l'ulteriore diffusione delle tecnologie rinnovabili;

b. favorendo interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema;

c. Accelerando la de-carbonizzazione del sistema energetico;

d. incrementando le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico nell'ambito delle "energie pulite";

3. continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il raggiungimento di questi obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali, come:

- azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;

- **stimolazione continua del miglioramento sul lato dell'efficienza e adozione di misure a sostegno della competizione fra tecnologie che rendano economicamente più sostenibile la produzione di energia da fonti rinnovabili;**
- **perseguire la compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio dando priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti per lo sviluppo del comparto eolico e fotovoltaico;**
- **monitorare e governare le ripercussioni a livello occupazionale provocate dalla transizione energetica.**

Il progetto oggetto di studio risulta coerente con gli obiettivi di strategia energetica nazionale in quanto promuove **l'uso delle tecnologie rinnovabili** per la produzione di energia elettrica.

2.3.1. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21/01/2020 il testo aggiornato del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima**, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce il Decreto Legge sul Clima nonché quello sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Si tratta di un piano di politica energetica ed ambientale che ha come obiettivi:

1. **efficienza e sicurezza energetica;**
2. **utilizzo di fonti rinnovabili;**
3. **mercato unico dell'energia e competitività.**

L'obiettivo della quota FER è pari al 30% al 2030, vale a dire che in termini di MTep (Tep=tonnellata equivalente di petrolio) consumati, quasi un terzo dovrà arrivare da fonti rinnovabili. Tuttavia, visto anche l'andamento crescente dell'elettrificazione dei consumi, **la percentuale di fonti rinnovabili riferita ai soli consumi elettrici punta ad essere il 55% al 2030, con un'accelerazione prevista a partire dal 2025.**

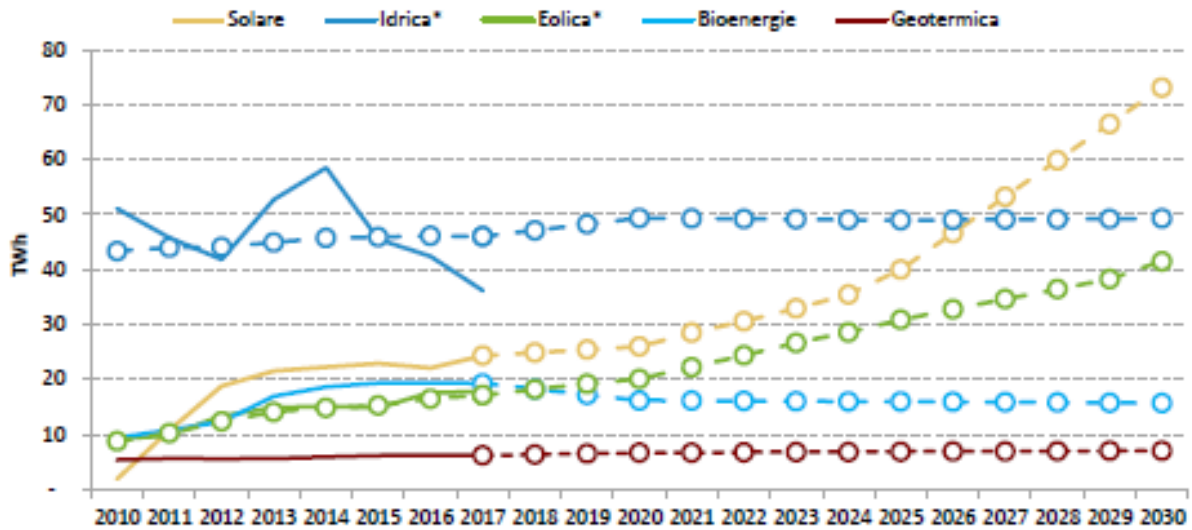


Figura 2-1: Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (fonte: GSE e RSE)

Dalle traiettorie di crescita emerge come la fonte eolica sia, dopo il fotovoltaico, quella dove il Piano spinge per una crescita consistente e significativa.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) fissa i principali obiettivi al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il loro raggiungimento.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Figura 2-2: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 – Fonte PNIEC

In termini di mix energetico primario al 2030 il gas naturale si mantiene la fonte principale. Decresce, invece, il consumo di solidi e petroliferi a favore delle fonti rinnovabili. Il 2030 è confrontato con l'ultimo anno a consuntivo disponibile, il 2016, i cui valori sono riportati nella figura sottostante.

L'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti dal Piano energia e clima determina non solo una riduzione della **domanda come effetto dell'efficientamento energetico**, ma influenza anche **il modo di produrre e utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato o all'evoluzione del sistema con politiche e misure vigenti**. La spinta verso un 2050 a emissioni nette pari a zero, in linea con la Long Term Strategy, innescherà una completa trasformazione del sistema energetico e necessiterà di nuove misure e politiche abilitanti dopo il 2030.

La sfida climatica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, in primis, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo.

Il Piano energia e clima produce un efficientamento che trasforma il sistema energetico e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale. Nel grafico che segue si riportano i risultati delle proiezioni fino al 2040 dello scenario PNIEC e un confronto con le previsioni dello scenario BASE.

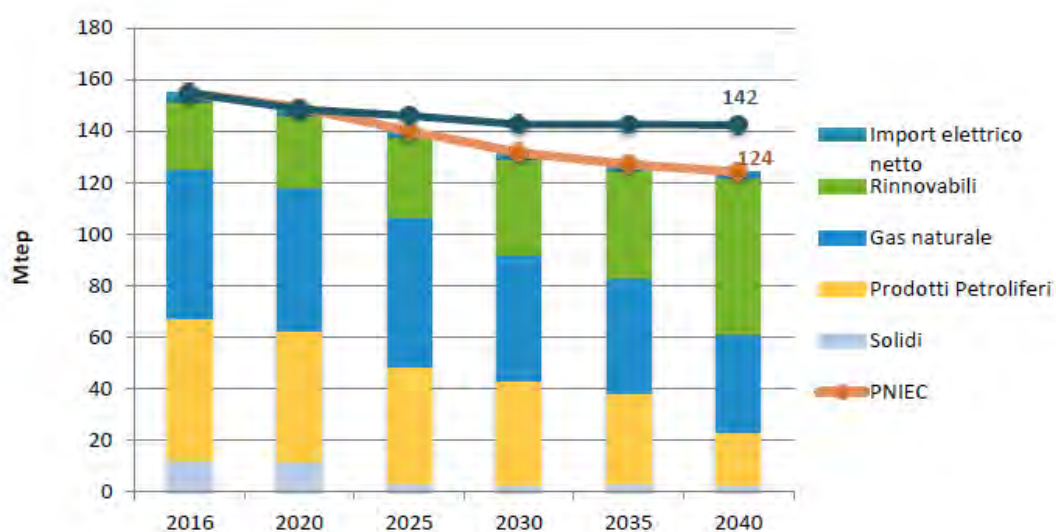


Figura 2-3: Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC – Fonte PNIEC

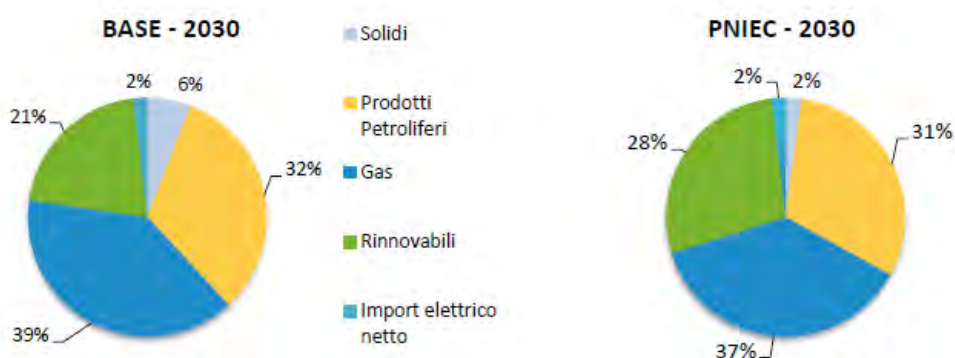


Figura 2-4: Mix del fabbisogno primario al 2030 – Fonte PNIEC

Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% al 2030 nello scenario PNIEC.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (circa 17% del mix primario) per accompagnare la trasformazione del sistema energetico verso un 2050 a zero emissioni. Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile fino al 2030, contribuendo al 39% della domanda di energia primaria. Nella proiezione PNIEC nel lungo periodo la competizione con **le FER e l'efficiamento di processi ed edifici** portano a una contrazione del ricorso al gas naturale fossile (passando dal 37% del 2030 a poco più del 30% al 2040).

Con riferimento alla sicurezza energetica, le proiezioni al 2040 indicano una netta riduzione della **dipendenza energetica, per l'effetto combinato dell'incremento delle risorse rinnovabili nazionali e della contrazione delle importazioni**, in particolare di combustibili fossili.

	2020	2025	2030	2040
Produzione nazionale	37.615	40.295	42.892	47.439
Solidi	50	-	-	-
Petrolio greggio	7.005	6.365	4.589	2.440
Gas naturale	4.750	4.340	2.445	1.010
Rinnovabili*	25.810	29.590	35.858	43.989

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Figura 2-5: Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC – Fonte PNIEC

	2020	2025	2030	2040
Importazioni nette	113.816	102.196	91.248	77.652
Solidi	11.590	2.966	2.812	3.006
Greggio e prodotti petroliferi	46.026	41.857	38.457	30.565
Gas naturale	51.088	53.456	46.468	39.755
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.427
Rinnovabili*	1.950	1.105	1.060	1.899

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Figura 2-6: Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC – Fonte PNIEC

	2020	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	75,2%	71,7%	68,0%	62,1%

Figura 2-7: Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040 – Fonte PNIEC

Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti (o BASE).

Per cui si ritiene che la realizzazione del parco eolico in oggetto sia perfettamente in linea con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'energia ed il clima.

2.3.2. Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) 2021

L'obiettivo dell'Italia è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione del cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione Europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione ecologica in atto nel mondo produttivo verso il Green Deal.

La transizione ecologica implica per il sistema elettrico l'avvio di una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate.

Il sistema sta già sperimentando:

- una progressiva riduzione della potenza regolante e di inerzia, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;
- un forte inasprimento delle problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile (FER).

Questo si traduce, in particolare, in una forte crescita attesa per il 2030: dagli attuali 115 GW a 145 GW di capacità installata totale fornita quasi esclusivamente da fonti non rinnovabili, come eolico e fotovoltaico. Il solo fotovoltaico, per esempio, dovrebbe crescere dagli attuali 21 GW a 52 GW nel 2030 **(+31 GW) e l'eolico** di altri circa 9 GW.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili - a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013 - ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento annui della capacità installata sono circa 800 MW/anno.

Si tratta di tassi di incremento estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), soprattutto alla luce della possibile revisione a rialzo degli obiettivi a valle del recepimento del Green Deal UE (+70 GW).

Per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030 è necessario raggiungere un livello di incremento annuo **di capacità rinnovabile installata di almeno 4 GW all'anno (o 6 GW** alla luce degli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con **il Ministro dell'Ambiente e della** Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione molto significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma al tempo stesso un livello di offerta molto limitato.

Il perseguimento degli obiettivi della transizione ecologica richiede uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione di investimenti che non trova precedenti nei decenni più recenti della storia del Paese ed il ricorso agli strumenti che potranno essere messi a disposizione anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, accompagnato da una semplificazione - indispensabile - dei procedimenti autorizzativi e da una corretta pianificazione, è quanto mai opportuno e necessario.

È necessario accelerare gli investimenti nelle reti, già indicati negli ultimi Piani di Sviluppo della RTN, nei Piani di Sicurezza e in linea con quanto previsto nel PNIEC al fine di incrementare la magliatura, rinforzare le dorsali tra Nord e Sud, potenziare i collegamenti nelle Isole e con le Isole, sviluppare la rete nelle aree più deboli, per **migliorarne la resilienza, l'integrazione delle rinnovabili e risolvere** le problematiche di regolazione di tensione.

Per l'identificazione e la prioritizzazione degli interventi, nell'ottica di un modello sostenibile, Terna ha sviluppato delle linee di azione allineate ai driver di Piano e alla sfida **dell'Agenda 2030 dell'ONU**, recependo in questo modo fin dalla fase di pianificazione **strategica l'obiettivo di un'economia**

decarbonizzata attraverso una transizione basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

Di seguito le principali linee d'azione del Piano di Sviluppo 2021.



Con il Piano di Sviluppo 2021 Terna conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevedere, prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi. Inoltre consentirà all'Italia, vista la sua posizione strategica nel Mediterraneo e nel sistema elettrico europeo, di assumere sempre più il ruolo di hub energetico del Mediterraneo: un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani che si affacciano sul Mediterraneo, che sarà rafforzato con l'avanzamento dei nuovi progetti di interconnessione, ma anche grazie ai rinforzi di rete interna.

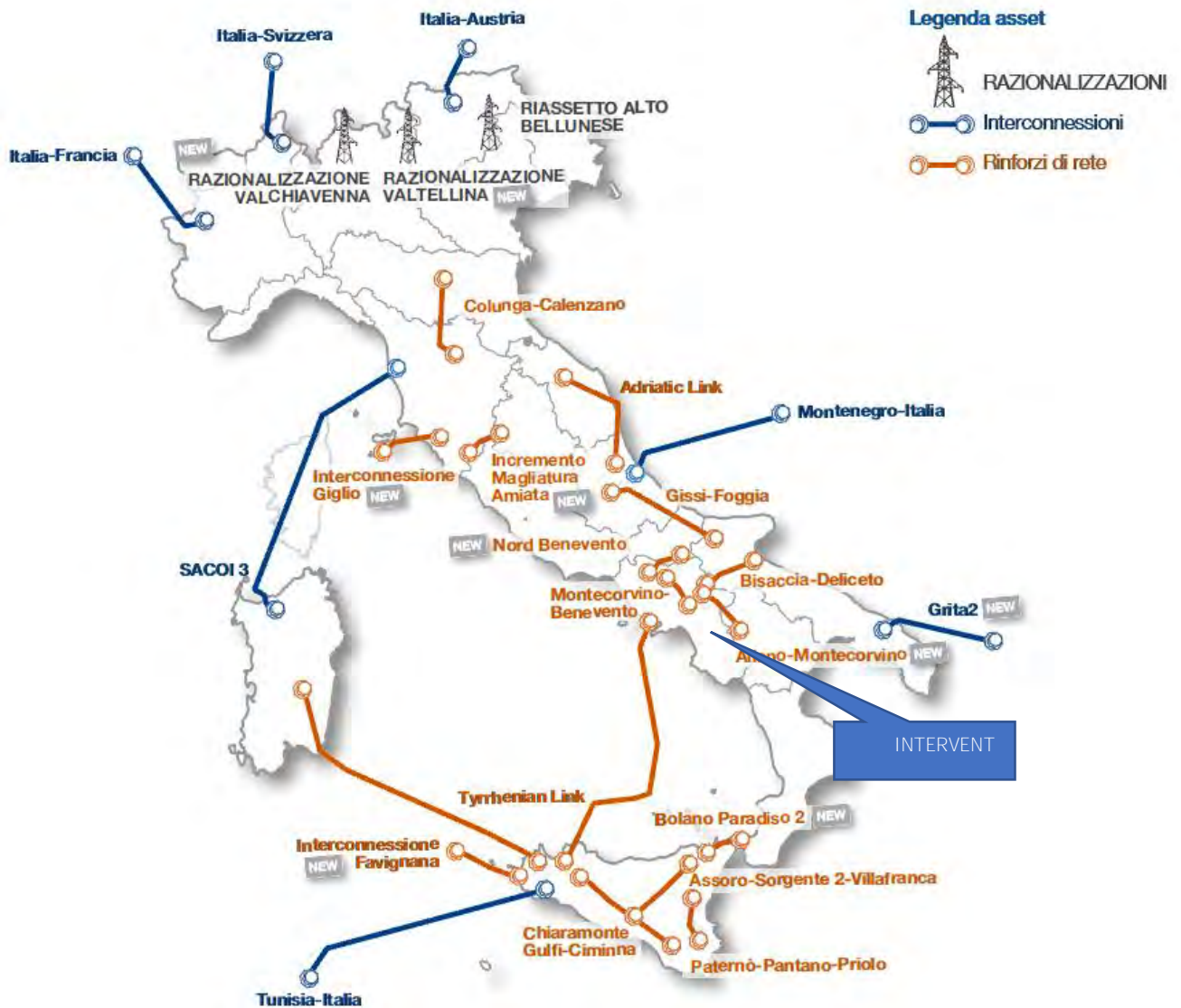


Figura 2-8: Principali interventi previsti dal Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2020

Come si evince dall'immagine sopra riportata l'area di intervento rientra tra quelle a maggiore criticità per la sicurezza della rete a 150 kV, per le quali sono previste azioni di rinforzo della rete e di interconnessioni. Pertanto la realizzazione del nuovo impianto costituirà un'opera funzionale al miglioramento delle attuali criticità della rete.

2.3.3. Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Approvato a fine aprile del 2021, il PNRR è il documento con cui l'Italia ha voluto illustrare alla commissione europea in che modo intende investire i fondi che arriveranno nell'ambito del programma Next generation Eu.

Oltre a specificare quali progetti desidera realizzare grazie ai fondi comunitari, il PNRR specifica in che modo tali risorse verranno gestite. Inoltre contiene un calendario di riforme finalizzate all'attuazione di tale Piano ed al tempo stesso anche alla modernizzazione del Paese.

Il PNRR si articola su 3 assi principali:

- digitalizzazione e innovazione,
- transizione ecologica,
- inclusione sociale.

Il Piano è caratterizzato da 6 missioni:

1. digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo;
- 2. rivoluzione verde e transizione ecologica;**
3. infrastrutture per una mobilità sostenibile;
4. istruzione e ricerca;
5. coesione e inclusione;
6. salute.

La Missione 2 dispone di stanziamenti più ingenti di tutto il PNRR per combattere il cambiamento climatico e raggiungere una sostenibilità ambientale.



Figura 2-9: Struttura del Piano – dati in miliardi di euro (fonte web: il sole24ore)

Infatti, al fine di garantire il rispetto dei target europei ed una transizione verso la decarbonizzazione il PNRR, incrementa l'uso delle rinnovabili.

Per il 2030, il target attuale è del 30% dei consumi finali.

Per raggiungere tale scopo bisogna accelerare lo sviluppo di: comunità energetiche e sistemi distribuiti di piccola taglia, impianti utility-scale (attraverso una semplificazione della burocrazia), sviluppo del biometano e soluzioni innovative e offshore.

Per quanto sopra esposto l'intervento in oggetto è totalmente in linea con le indicazioni nazionali di sviluppo delle risorse in materia energetica.

2.4. Pianificazione e programmazione vigente

Nel presente SIA verranno analizzate gli indirizzi degli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti nel territorio in esame e le eventuali interferenze che il progetto di impianto mostra con questi strumenti.

In particolare, nei paragrafi successivi, sono analizzati:

- + Rete Natura 2000;
- + Aree IBA;
- + Aree EUAP;
- + Oasi WWF (;
- + Sistema Ecologico Funzionale Territoriale della Regione Basilicata;
- + Carta Forestale Regionale;
- + Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) Regione Puglia;
- + Piano di Assetto Idrogeologico;
- + Piano Gestione Rischio Alluvione (PGRA);
- + Strumento urbanistico del Comune di Laterza;

Considerata la tipologia di impianto da realizzare, nel presente capitolo, in fase di verifica di **compatibilità ambientale dello stesso con l'area vasta con cui interferisce**, risulta operazione indispensabile e preliminare il riscontro con la pianificazione di settore, precisamente:

- + **Aree non idonee individuate dalla Legge Regionale n° 54 del 30 dicembre 2015** (che recepisce ed attua le indicazioni contenute nelle **Linee Guida Nazionali del 10 settembre 2010**;
- + **Decreto Legislativo 199/2021** (con aggiornamento del 25/02/2023) individua i criteri secondo cui gli Enti competenti (Province e Regioni) debbano individuare all'interno dei propri territori di competenza le Aree Idonee all'Installazione di impianti da fonti rinnovabili;

2.4.1. Regolamento Regionale 24/2010- Aree non idonee

Come già accennato in precedenza, il Proponente preliminarmente alla progettazione del Parco Eolico, si è preoccupato di verificare la compatibilità della scelta localizzativa con le Aree non Idonee, così come individuate dal **Regolamento Regionale 24/2010**, Regolamento attuativo del *Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010*, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Il parco eolico è classificato come Tipologia E.d 4), dall'allegato 2 della R.R. n.24 del 31-12-2010:

Parchi eolici o singoli aerogeneratori (diversi da E2-c)	superiore a 60 kW: a) $60 \text{ kW} \leq P_{tot} < 200 \text{ kW}$; $n \leq 3$; per $n > 3$: E4b b) $200 \text{ kW} \leq P_{tot} < 500 \text{ kW}$; $n \leq 2$; per $n > 2$: E4c c) $500 \text{ kW} < P_{tot} < 1000 \text{ kW}$ d) $P_{tot} > 1000 \text{ kW}$
--	--

La sovrapposizione del layout di impianto con la cartografia disponibile delle suddette aree, ha rivelato la coerenza dell'impianto con le perimetrazioni a vincolo esistenti.

L'unica area che interessa il sito di impianto è un "Ulteriore Sito", precisamente "Area frapposta tra SIC-ZPS-IBA nei territori di Laterza e Castellaneta".

Dagli studi specialistici allegati al presente progetto, è emerso che l'area dove ha sede l'impianto non è caratterizzata da significativi elementi di naturalità e che il parco eolico non produrrà impatti tali da comprometterne negativamente lo stato attuale.

Infatti, *nell'area si riscontrano pochissimi elementi di naturalità, strettamente correlati con le poche porzioni del territorio la cui morfologia ne impedisce la lavorazione agricola (fossi e canali). Gli habitat presenti, relittuali e di ridotte dimensioni, non sono tra quelli di pregio e di alto valore conservazionistico e, comunque, non vengono intaccati dalla progettazione. L'area, infatti, pur collocandosi nel corridoio tra due biotopi di rilevante interesse naturalistico e conservazionistico (ZSC/ZPS "Murgia Alta" e ZSC/ZPS "Area delle Gravine"), se ne discosta notevolmente per le caratteristiche ambientali: in essa, infatti, non si riscontrano gli habitat tipici dei vicini siti di Rete Natura 2000 come ad esempio gli etesi pascoli naturali (pseudosteppa) tipici della ZSC/ZPS Murgia Alta e gli imponenti solchi erosivi (le gravine) della ZSC/ZPS Area delle Gravine (fonte AM12_VinCa).*

Attraverso le suddette Linee guida, sono stati analizzati tutti gli strumenti di programmazione e valutata la coerenza del progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio di interesse, secondo lo stesso ordine individuato nel Regolamento 24/2010 e di seguito riportato:

Aree non idonee all'installazione di FER ai sensi delle Linee Guida, art. 17 e allegato 3, lettera F	Status dell'area in esame
Aree naturali protette nazionali	Non presente
Aree naturali protette regionali	Non presente
Zone umide Ramsar	Non presente
Siti di importanza Comunitaria	Non presente
ZPS	Non presente
IBA	Non presente
Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità	Presente
Siti Unesco	Non presente
Beni Culturali	Non presente
Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico	Non presente
Aree tutelate per legge	Non presente
Aree a pericolosità idraulica e geomorfologica	Non presente
Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio	Non presente
Area Edificabile urbana	Non presente
Segnalazione carta dei beni con buffer	Non presente
Coni visuali	Non presente
Grotte	Non presente
Lame e gravine	Non presente
Versanti	Non presente
Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità	Non presente

Come si evince dalla tabella riassuntiva sopra riportata, l'intervento non interferisce con aree ritenute non idonee ad ospitare lo stesso, tranne che per **"Ulteriore Sito", precisamente "Area frapposta tra SIC-ZPS-IBA nei territori di Laterza e Castellaneta"**, così come descritto in precedenza.

La suddetta Area Non Idonea non è individuata sulla base di aree vincolate, ma su criteri soggettivi legati alle caratteristiche del territorio, si precisa che **l'Allegato 3 specifica che l'individuazione di tali aree deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi** legati alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

A tal proposito si specifica che la scelta del lay-out finale è condotta al fine di rispettare le prescrizioni ambientali, i vincoli e le disposizioni legislative, l'anemologia, l'orografia del sito, l'esistenza o meno di strade, piste e sentieri e le mutue interazioni che possono ingenerarsi tra gli aerogeneratori, nel ponderato compromesso tra potenza, producibilità e dimensioni delle turbine.

Del resto le stesse Linee Guida, all'art. 17.1 e successivamente nell' Allegato 3, sottolineano come l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, venga

effettuata da Regioni e Province autonome al fine di **accelerare l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.**

La stessa "Strategia Energetica Nazionale" del Ministero dello Sviluppo Economico, tra gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni nel settore energetico al fine di favorire uno sviluppo economico sostenibile del Paese, suggerisce di **"attivare forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative e tra Stato, Regioni ed Enti Locali per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative"**.

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale.

Viste le considerazioni degli studi specialistici che hanno rilevato uno scarso valore naturalistico e conservazionistico dell'area dove ha sede l'impianto in oggetto, si ritiene di affermare che l'intervento sia inserito in un'area idonea alla sua realizzazione.

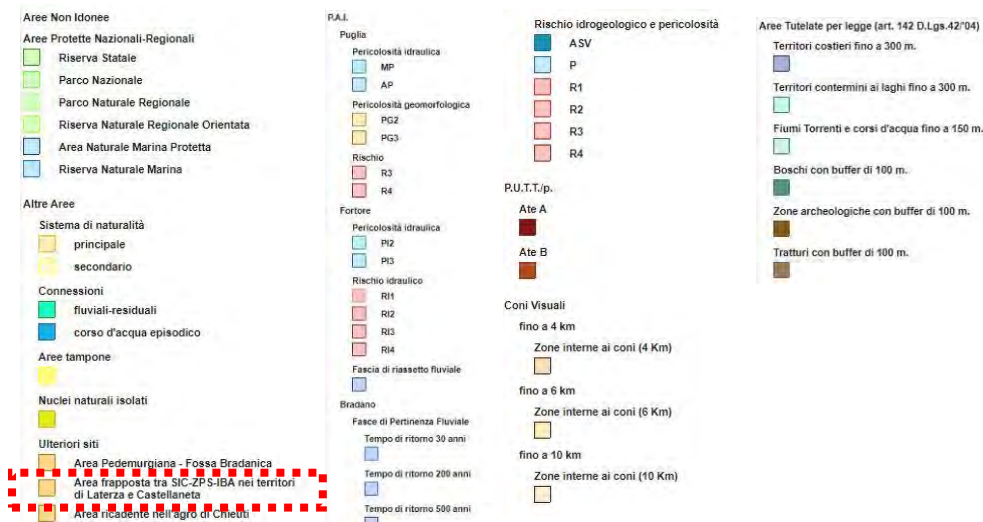
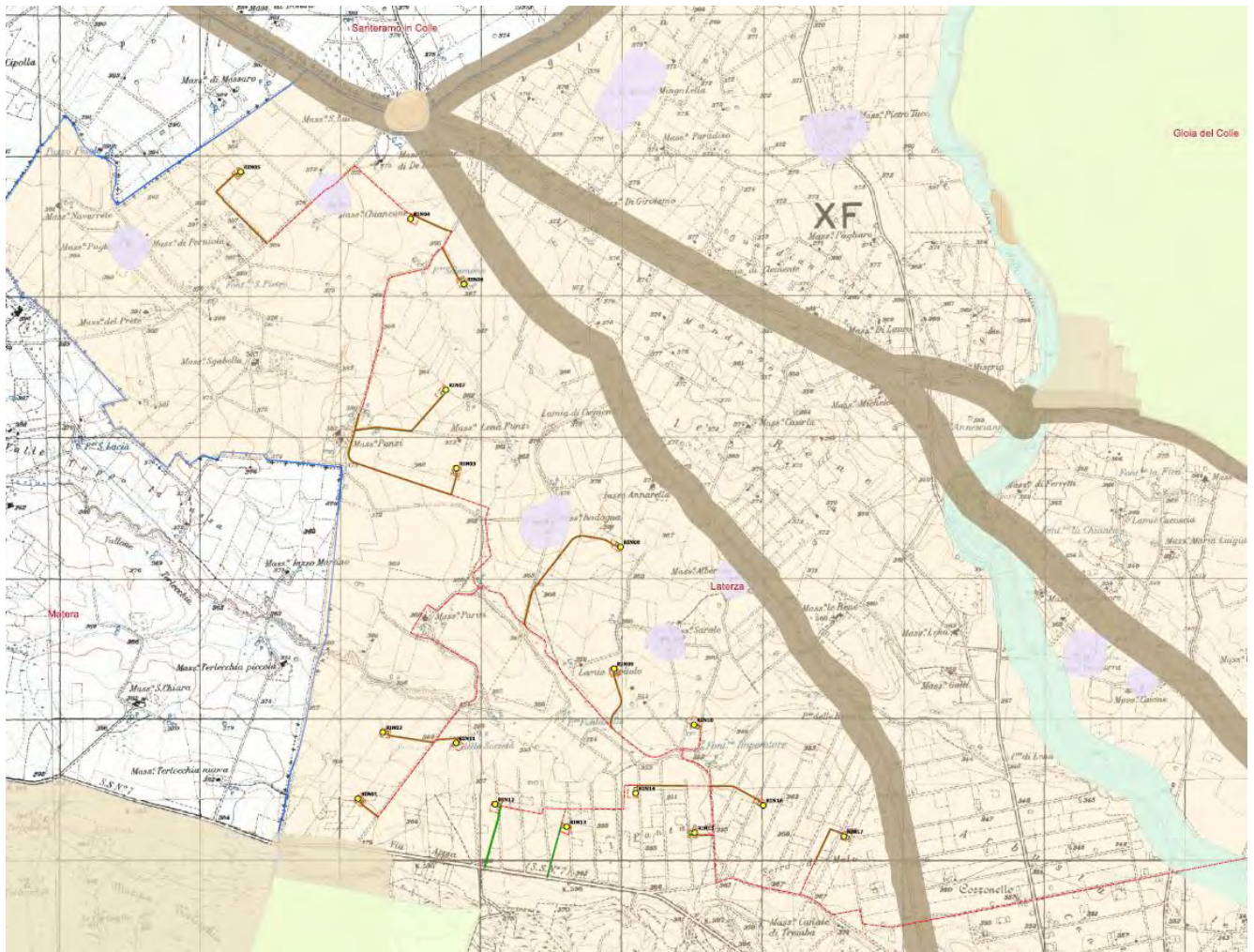


Figura 2-10_Layout Parco Eolico sovrapposto ad Aree non idonee [fonte: SIT Puglia]

2.4.1. D.L. 199/2021 - Aree idonee

Il recente Decreto Legislativo 199/2021 (con aggiornamento del 25/02/2023) individua i criteri secondo cui gli Enti competenti (Province e Regioni) debbano individuare all'interno dei propri territori di competenza le Aree Idonee all'Installazione di impianti da fonti rinnovabili. Di seguito si riporta l'articolo di riferimento.

ART. 20 (Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili)

8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalita' stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

a) i siti ove sono gia' installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, nonche', per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area occupata nei limiti di cui alla lettera c-ter), numero 1), sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo di capacita' non superiore a 8 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico: (8)

b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento. (8)

c-bis) i siti e gli impianti nelle disponibilita' delle societa' del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonche' delle societa' concessionarie autostradali.

c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilita' delle societa' di gestione aeroportuale all'interno ((dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori)) di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC).

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non piu' di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonche' le cave e le miniere;

2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonche' le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non piu' di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri. (8)

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, ne' ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte

seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto e' determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela ((di tre chilometri)) per gli impianti eolici e ((di cinquecento metri)) per gli impianti fotovoltaici. ((Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.)) (8)

Nella seguente tabella viene schematizzato il comma 8 dell'art. 20 e la presenza di tali aree nel sito di progetto.

Comma 8 Art. 20 D.L. 199/2021 AREE IDONEE	Il sito di progetto ricade in Aree Idonee
a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28.....	NO
b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152	NO
c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento	NO
c-bis) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali	NO
((c-bis.1)) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori	NO
c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici	NO
c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto e' determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di 3 chilometri per gli impianti eolici e di un cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici.	<p>SI – Il progetto <u>non rientra</u> nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D.L. 42/2004</p> <p>NO – Il progetto <u>rientra</u> nel buffer di 3 km dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda del D. Leg. 42/2004 (immagine seguente)</p> <p>SI – Il progetto <u>non rientra</u> nel buffer di 3 km dei B.P. - Immobili Aree Notevole Interesse pubblico (art. 136 D. Leg. 42/2004</p>

VINCOLI *in rete*

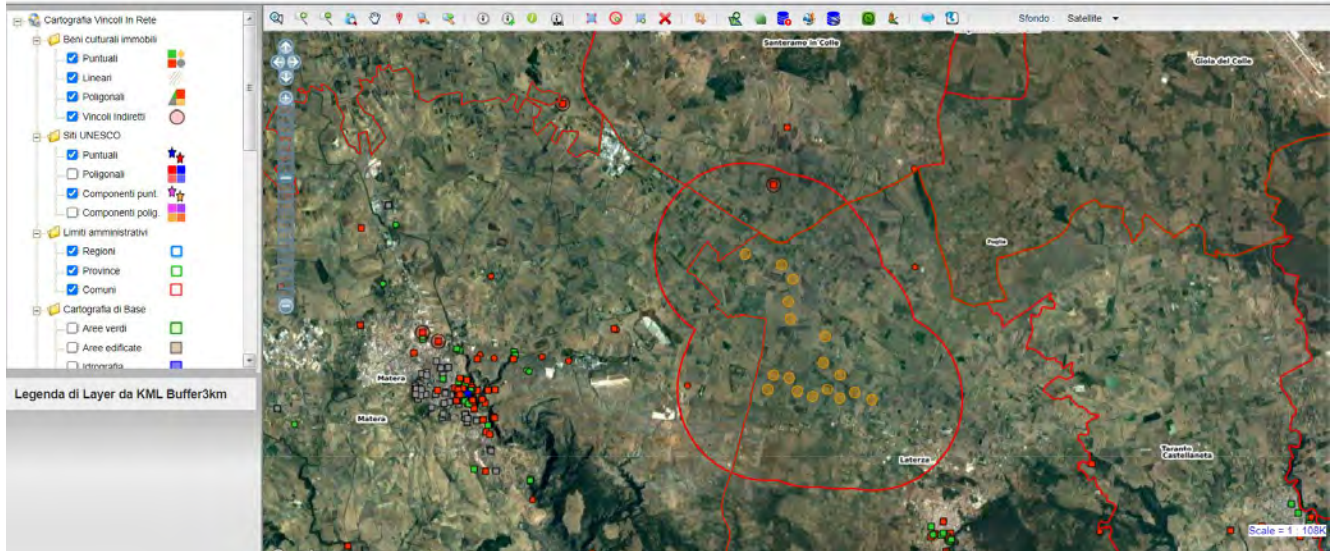


Figura 2-11: Vincoli culturali immobili (fonte: <http://vincoliinrete.beniculturali.it/>)

Dalla consultazione del sito Vincoli in rete a cura del Ministero delle Cultura, nel buffer di 3 km dalle turbine rientrano 2 Beni culturali immobili.

Concludendo, con riferimento all'idoneità dell'area, così come disciplinata dall'art. 20 del D.Lgs 8 novembre 2021 n.199, occorre constatare che l'area su cui insiste l'impianto non può rientrare tra quelle considerate idonee.

3. ANALISI DELLO STATO DELL'AMBIENTE (SCENARIO DI BASE)

Il presente paragrafo contiene la descrizione dello stato dell'ambiente (Scenario di base) prima della realizzazione dell'opera. Serve a fornire una descrizione dello stato e delle tendenze delle tematiche ambientali rispetto ai quali gli effetti significativi, legati alla realizzazione dell'intervento in oggetto, possono essere confrontati e valutati.

Inoltre costituisce la base del Progetto di monitoraggio ambientale, che deve misurare i cambiamenti una volta iniziate le attività per la realizzazione del progetto.

Lo stato attuale dell'ambiente, verrà analizzato all'interno dell'area di studio, intesa come area vasta e area di sito.

Vengono individuate e definite le diverse componenti ambientali nella condizione in cui si trovano (*ante operam*) ed (nei paragrafi successivi) in seguito alla realizzazione dell'intervento (*post operam*).

Gli elementi quali-quantitativi posti alla base della identificazione effettuata sono stati acquisiti con un approccio "attivo", derivante sia da specifiche indagini, concretizzatesi con lo svolgimento di diversi sopralluoghi, che da un approfondito studio della bibliografia esistente e della letteratura di settore.

Con riferimento ai fattori ambientali interessati dal progetto, sono stati in particolare approfonditi i seguenti aspetti:

- **l'ambito territoriale, inteso come sito di area vasta**, ed i sistemi ambientali interessati dal progetto (sia direttamente che indirettamente) entro cui è da presumere che possano manifestarsi effetti significativi sulla qualità degli stessi;
- **i livelli di qualità preesistenti all'intervento per ciascuna componente ambientale interessata e gli eventuali fenomeni di degrado delle risorse in atto;**
- i sistemi ambientali interessati, ponendo in evidenza le eventuali criticità degli equilibri esistenti;
- le aree, i componenti ed i fattori ambientali e le relazioni tra essi esistenti che in qualche maniera possano manifestare caratteri di criticità;
- gli usi plurimi previsti dalle risorse, la priorità degli usi delle medesime, e gli ulteriori usi potenziali coinvolti dalla realizzazione del progetto;

Mentre nei capitoli successivi verranno analizzati:



- i potenziali impatti e/o i benefici prodotti sulle singole componenti ambientali connessi alla **realizzazione dell'intervento**;
- gli interventi di mitigazione e/o compensazione, a valle della precedente analisi, ai fini di limitare gli inevitabili impatti a livelli accettabili e sostenibili.

In particolare, conformemente alle previsioni della vigente normativa, sono state dettagliatamente analizzate le seguenti componenti e i relativi fattori ambientali:

- a) Popolazione e salute umana: **allo stato di salute di una popolazione rispetto all'ambiente sociale, culturale e fisico in cui vive;**
- b) Biodiversità: rappresenta la variabilità di tutti gli organismi viventi inclusi negli ecosistemi acquatici, terrestri e marini e nei complessi ecologici di cui essi sono parte;
- c) Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare: il suolo è inteso sotto il profilo pedologico e come risorsa non rinnovabile;
- d) Geologia e acque: sottosuolo e relativo contesto geodinamico, acque sotterranee e acque superficiali;
- e) Atmosfera: **attraverso la caratterizzazione meteorologica e della qualità dell'aria;**
- f) Sistema paesaggistico ovvero Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali: insieme di spazi (luoghi) complesso e unitario, il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali, umani e dalle loro interrelazioni;
- g) Agenti fisici: caratterizzare le pressioni ambientali, tra cui quelle generate dagli Agenti fisici, quali Rumori, Vibrazioni, Radiazioni non ionizzanti (campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici non ionizzanti), Inquinamento luminoso e ottico, Radiazioni ionizzanti.

3.1. Area di Studio – Area Vasta

Il parco eolico ricade nel territorio comunale di Laterza, in provincia di Taranto, in Regione Puglia.



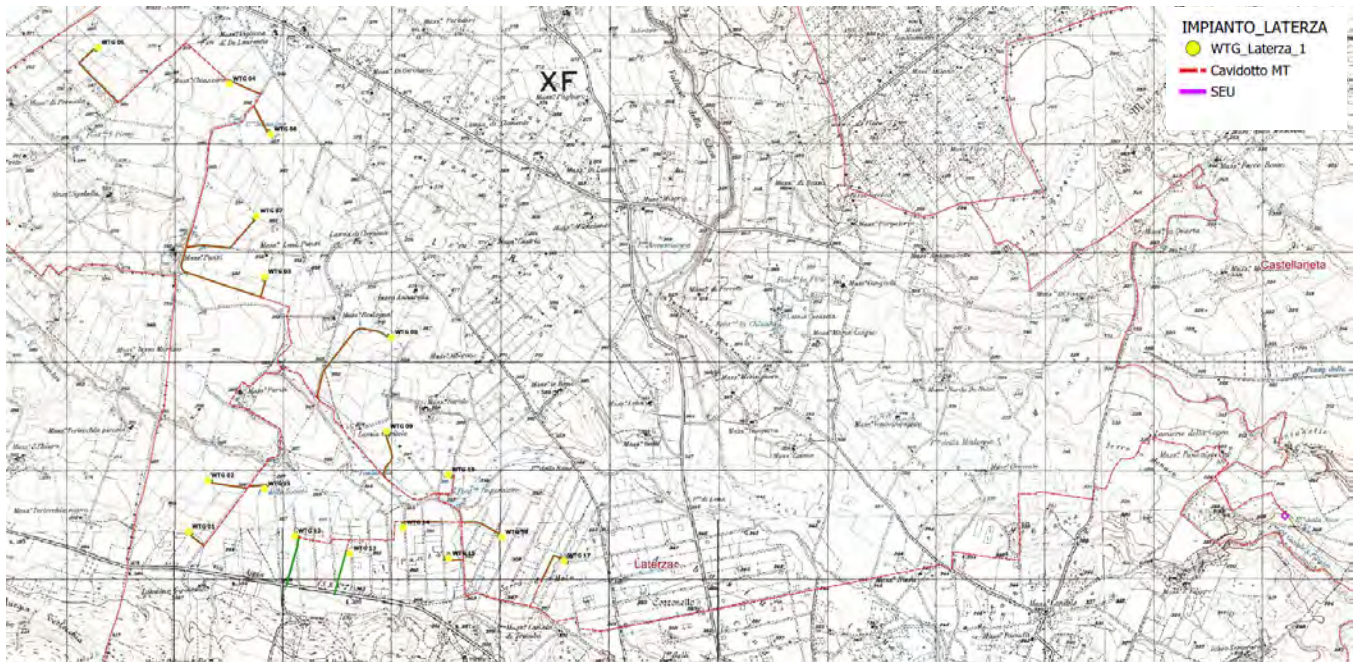


Figura 3-1: Inquadramento intervento di area vasta

Il sito di intervento è all'interno del territorio comunale di Laterza, a nord ovest del centro urbano alla distanza di circa 3,7 km.

È baricentrico rispetto ai centri abitati di Matera (Regione Basilicata) ad ovest, a circa 9 km, a Santeramo in Colle (BA - Regione Puglia) a nord a circa 8,5 km.

È raggiungibile e delimitato a sud dalla SS7, a nord dalle strade provinciali SP140 e SP22, ad est è raggiungibile e delimitato dalla SP17.



**Figura 3-2: Inquadramento intervento di area vasta con indicazione della viabilità extraurbana
– fonte Google**

3.2. Area di Studio – Area di Sito

L'area di sito comprende le superfici direttamente interessate dagli interventi in progetto e un significativo intorno di ampiezza tale da poter comprendere i fenomeni in corso o previsti.

Il progetto in esame prevede l'ubicazione del parco eolico all'interno dei limiti amministrativi del comune di Laterza.

Nelle immagini seguenti sono riportate gli inquadramenti di dettaglio del layout su base CTR e ortofoto.

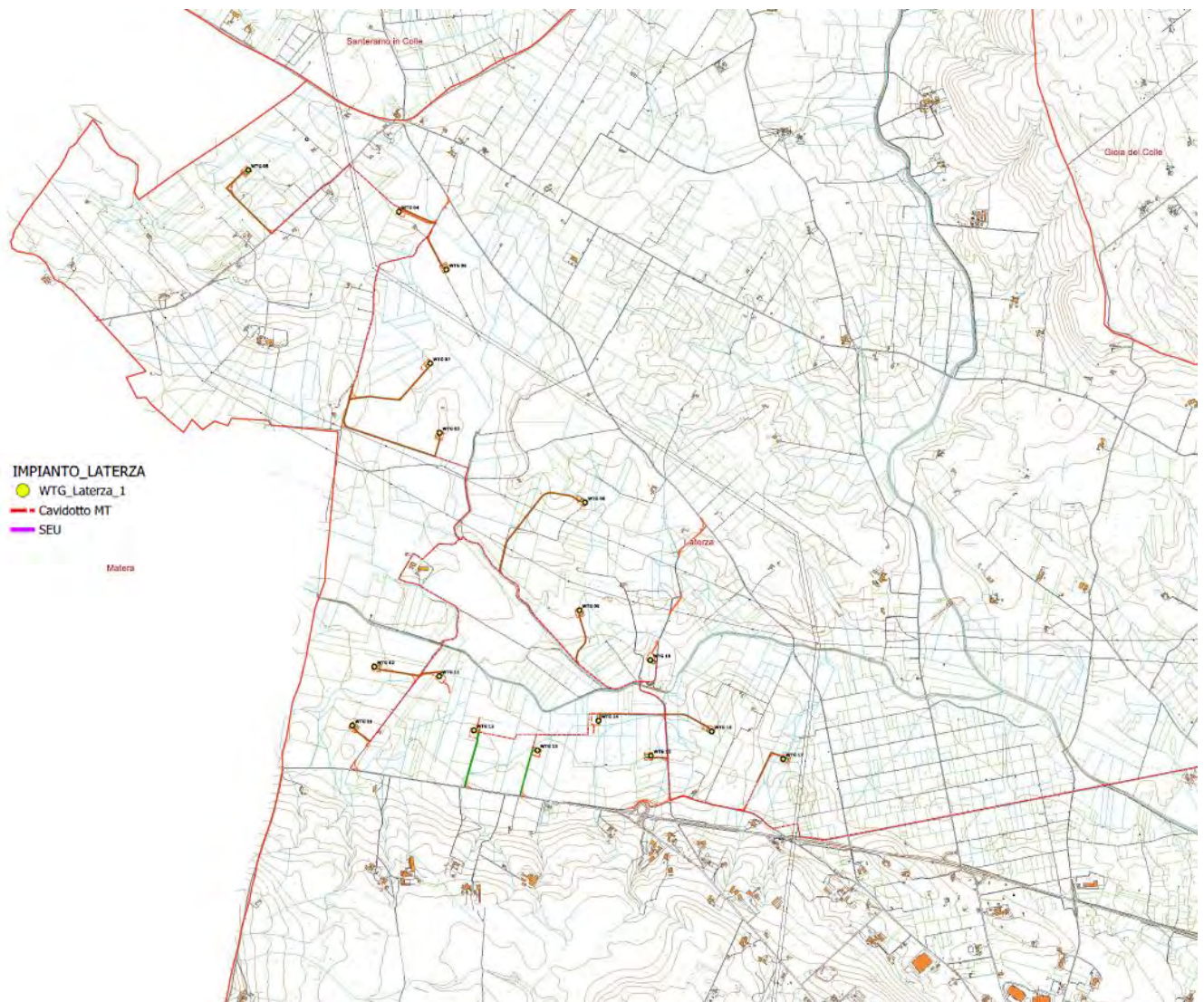


Figura 3-3: Area delle Turbine su base CTR

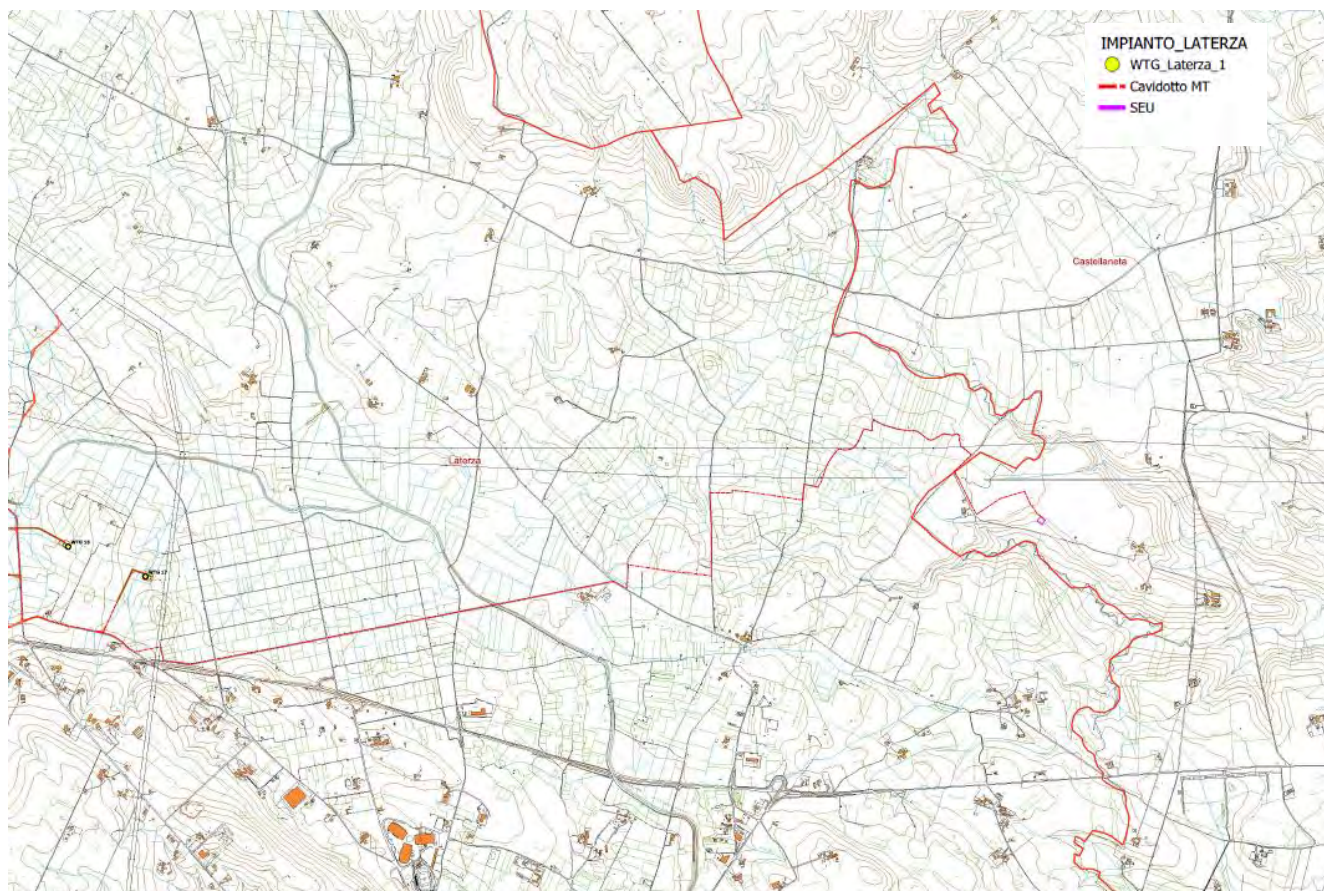


Figura 3-4: Area Stazione Elettrica Utente su base CTR



Figura 3-5: Area di sito: dettaglio layout di progetto su ortofoto

L'ubicazione degli aerogeneratori e delle infrastrutture necessarie è stata evidenziata sugli stralci planimetrici degli elaborati progettuali.

Tali aerogeneratori, collegati in gruppi, convoglieranno l'energia elettrica prodotta alla Sottostazione Elettrica utente da ubicarsi nel territorio comunale di Castellaneta da collegare in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

Gli interventi per l'installazione dei singoli aerogeneratori sono analoghi per le diverse aree; pertanto, di seguito saranno descritte le tipologie standard previste in progetto.

Le coordinate geografiche nel sistema UTM (WGS84; Fuso 33) e le relative quote altimetriche ove sono posizionati gli aerogeneratori sono le seguenti:

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico e la Sottostazione elettrica interessano i territori comunali di Laterza e Castellaneta (TA).

ID TURBINA	Potenza Turbina	Coordinate Geografiche UTM		Coordinate Geografiche DMS		Quote altimetriche m s.l.m.
		UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)	LATITUDINE	LONGITUDINE	
RIN01	6,6 MW	646058.72 m E	4503245.69 m N	40°40'1.79"N	16°43'40.77"E	373
RIN02	6,6 MW	646235.48 m E	4503716.83 m N	40°40'16.95"N	16°43'48.69"E	362
RIN03	6,6 MW	646759.31 m E	4505591.95 m N	40°41'17.40"N	16°44'12.57"E	369
RIN04	6,6 MW	646433.40 m E	4507363.93 m N	40°42'15.05"N	16°44'0.18"E	369
RIN05	6,6 MW	645225.34 m E	4507698.33 m N	40°42'26.66"N	16°43'9.00"E	382
RIN06	6,6 MW	646812.81 m E	4506899.75 m N	40°41'59.76"N	16°44'15.95"E	367
RIN07	6,6 MW	646683.72 m E	4506149.43 m N	40°41'35.52"N	16°44'9.82"E	365
RIN08	6,6 MW	647925.30 m E	4505033.28 m N	40°40'58.54"N	16°45'1.75"E	367
RIN09	6,6 MW	647880.26 m E	4504169.55 m N	40°40'30.57"N	16°44'59.10"E	360
RIN10	6,6 MW	648448.18 m E	4503769.97 m N	40°40'17.25"N	16°45'22.94"E	353
RIN11	6,6 MW	646756.54 m E	4503640.73 m N	40°40'14.15"N	16°44'10.81"E	358
RIN12	6,6 MW	647033.60 m E	4503206.62 m N	40°39'59.90"N	16°44'22.24"E	360
RIN13	6,6 MW	647543.45 m E	4503046.44 m N	40°39'54.38"N	16°44'43.81"E	358
RIN14	6,6 MW	648032.96 m E	4503284.15 m N	40°40'1.77"N	16°45'4.85"E	352
RIN15	6,6 MW	648452.92 m E	4503003.79 m N	40°39'52.41"N	16°45'22.49"E	354
RIN16	6,0 MW	648940.68 m E	4503198.02 m N	40°39'58.39"N	16°45'43.42"E	359
RIN17	6,6 MW	649513.35 m E	4502977.54 m N	40°39'50.87"N	16°46'7.61"E	357

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati dalle turbine:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
RIN01	LATERZA	27	8, 18
RIN02	LATERZA	27	33
RIN03	LATERZA	8	137
RIN04	LATERZA	1	185
RIN05	LATERZA	1	49, 67
RIN06	LATERZA	9	1
RIN07	LATERZA	8	124
RIN08	LATERZA	19	50 - 9
RIN09	LATERZA	29	18
RIN10	LATERZA	30	14, 15
RIN11	LATERZA	28	24
RIN12	LATERZA	28	40
RIN13	LATERZA	31	270
RIN14	LATERZA	31	44
RIN15	LATERZA	31	1, 168
RIN16	LATERZA	31	13
RIN17	LATERZA	31	113
STAZIONE ELETTRICA UTENTE 150kV	CASTELLANETA	17	10-11

3.3. Popolazione e salute umana

Obiettivo dell'analisi di tale componente è l'individuazione e la caratterizzazione degli **assetti demografici, territoriali, economici e sociali** e delle relative **tendenze evolutive**, nonché la determinazione delle condizioni di benessere e di salute della popolazione, anche in relazione agli impatti potenzialmente esercitati dal progetto in esame.

La Basilicata è caratterizzata da un'estensione territoriale importante cui, però, corrisponde una dimensione di popolazione relativamente esigua con una bassa densità ed una grande frammentazione abitativa ed una rete infrastrutturale non adeguata alle necessità della popolazione (tempi di percorrenza per il raggiungimento dei Comuni vicini).

Per una **valutazione demografica** sono stati considerati i dati Istat relativi all'ultimo Censimento completo relativo all'anno 2020, secondo cui si registrano in Puglia 3.933.777 residenti. Al netto degli aggiustamenti statistici, i dati censuari registrano, rispetto all'edizione 2019, una riduzione di 19.528 unità nella regione..

DATI DEMOGRAFICI (ANNO 2020)	
Popolazione (N.)	3.933.777
Famiglie (N.)	1.610.911
Maschi (%)	48,6
Femmine (%)	51,4
Stranieri (%)	3,4
Età Media (Anni)	44,9
Variazione % Media Annua (2015/2020)	-0,71

Figura 3-6: Dati demografici in Puglia nel 2020 – fonte Istat

Il 51,0% della popolazione pugliese vive nelle province di Bari e Lecce, che ricoprono il 34,1% del territorio e dove si registrano i più elevati valori di densità di popolazione.

In particolare, nella provincia di Bari risiedono 318,5 abitanti ogni km² contro i 201,3 in media nella regione. All'opposto, Foggia, provincia a maggior caratterizzazione rurale che copre il 35,9% della superficie regionale, presenta il più basso livello di densità, con valore pari a 86,0 abitanti per km².

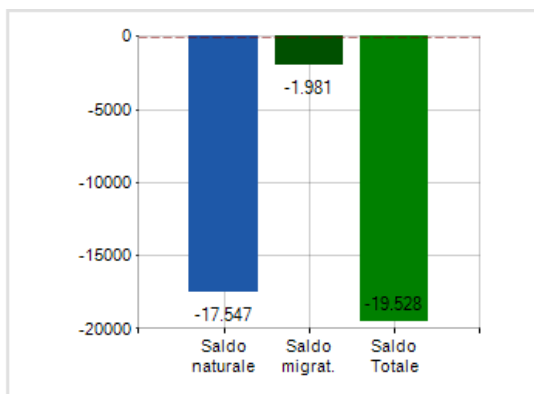


Figura 3-7: Bilancio demografico in Puglia nel 2020 – fonte Istat

PROSPETTO 1. POPOLAZIONE CENSITA AL 31.12.2019, POPOLAZIONE CALCOLATA AL 31.12.2020, AGGIUSTAMENTO STATISTICO CENSUARIO, POPOLAZIONE CENSITA AL 31.12.2020 E VARIAZIONE 2020-2019 PER PROVINCIA. Valori assoluti

PROVINCE	Popolazione censita al 31.12.2019	Popolazione calcolata al 31.12.2020	Aggiustamento statistico censuario	Popolazione censita al 31.12.2020	Variazione censuaria 2020-2019
	P19	P19+ST(*)	AG	P19+ST*+AG	
Bari	1.230.205	1.223.928	6.230	1.230.158	-47
Barletta-Andria-Trani	384.801	382.700	-1.609	381.091	-3.710
Brindisi	385.235	382.644	-698	381.946	-3.289
Foggia	606.904	601.533	861	602.394	-4.510
Lecce	782.165	778.005	-1.775	776.230	-5.935
Taranto	563.995	560.232	1.726	561.958	-2.037
PUGLIA	3.953.305	3.929.042	4.735	3.933.777	-19.528

* saldo totale (ST) della dinamica demografica (Saldo naturale + Saldo migratorio) del Bilancio demografico 2020

Tra il 2019 e il 2020 la popolazione diminuisce in tutte le province della regione, soprattutto nella provincia di Lecce, che registra anche il maggiore decremento in termini assoluti (-5.935 residenti).

La tendenza alla decrescita demografica è stata ulteriormente accentuata dalla pandemia da Covid-19. L'eccesso di decessi, direttamente o indirettamente riferibile alla pandemia, ha comportato in Puglia

l'incremento del tasso di mortalità dal 9,9 del 2019 all'11,2 per mille del 2020, con il picco del 12,4 per mille di Foggia.

Sulla natalità gli effetti sono meno immediati e il calo delle nascite, registrato anche nel 2020, è riconducibile soprattutto a fattori pregressi, come la sistematica riduzione della popolazione in età feconda, la posticipazione nel progetto genitoriale e il clima di incertezza per il futuro. Tra il 2019 e il 2020 il tasso di natalità è sceso dal 7,0 al 6,7 per mille, con un andamento uniforme in tutte le province (Prospetto 3).

I movimenti tra comuni sono diminuiti drasticamente durante la **prima ondata dell'epidemia, a causa** del lockdown di marzo che ha ridotto al minimo la mobilità residenziale. Il tasso migratorio interno passa dal -3,0 per mille del 2019 al -1,8 per mille del 2020 e oscilla tra il -3,9 per mille della provincia di Foggia e il -0,6 per mille di Lecce.

Le ripercussioni sono state meno rilevanti sui movimenti migratori internazionali. Il tasso migratorio estero è positivo in tutte le province e scende leggermente a 0,9 per mille rispetto all'1,1 per mille del 2019.

PROSPETTO 3. TASSI DI NATALITÀ, MORTALITÀ E MIGRATORIETÀ INTERNA ED ESTERA PER PROVINCIA. Anni 2019 e 2020. Valori per mille

PROVINCE	Tasso natalità		Tasso di mortalità		Tasso migratorio interno		Tasso migratorio estero	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020
Bari	7,2	6,8	9,3	10,6	-2,0	-1,1	1,1	0,6
Barletta-Andria-Trani	7,5	7,2	8,8	10,5	-2,5	-2,1	-0,1	0,3
Brindisi	6,3	6,5	10,5	11,4	-3,2	-2,0	1,7	1,4
Foggia	7,4	7,2	10,1	12,4	-5,3	-3,9	1,5	1,7
Lecce	6,5	6,2	10,5	11,4	-2,0	-0,6	0,9	1,0
Taranto	6,7	6,4	10,2	11,0	-4,1	-2,3	1,1	0,5
PUGLIA	7,0	6,7	9,9	11,2	-3,0	-1,8	1,1	0,9
ITALIA	7,0	6,8	10,6	12,5	-	-	2,6	1,5

Foggia e Brindisi registrano un tasso leggermente più alto della media (rispettivamente 1,7 per mille e 1,4 per mille).

PROSPETTO 4. POPOLAZIONE RESIDENTE PER GENERE. Censimenti 2020 e 2019. Valori assoluti e composizione percentuale

	2020	2019
Valori assoluti		
Femmine	2.020.524	2.029.773
Maschi	1.913.253	1.923.532
TOTALE	3.933.777	3.953.305
Valori %		
Femmine	51,4	51,3
Maschi	48,6	48,7
TOTALE	100,0	100,0

FIGURA 1. PIRAMIDE DELLE ETÀ DELLA POPOLAZIONE RESIDENTE, PUGLIA E ITALIA. Censimento 2020. Valori percentuali

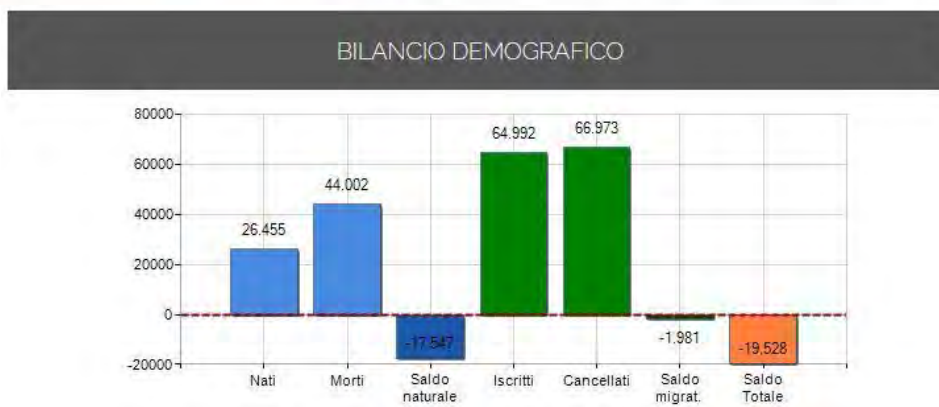
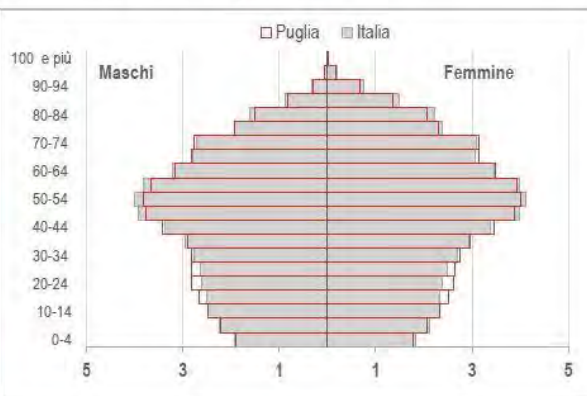


Figura 3-8_Bilancio demografico in Puglia nel 2020 – Elaborazione da dati Istat

La prevalenza della componente femminile nella struttura per genere della popolazione residente si conferma anche nel 2020. Le donne, infatti, rappresentano il 51,4% del totale e superano gli uomini di 107 mila unità (Prospetto 4). Il rapporto di mascolinità nella regione è pari al 94,7% mentre in Italia si attesta al 95,0%.

La popolazione pugliese presenta, nel 2020, una struttura per età leggermente più giovane rispetto al resto del Paese, come emerge dal profilo delle piramidi di età.

L'età media, leggermente aumentata rispetto al 2019, è di 45,0 anni, analoga alla media nazionale (45,4). Aumentano l'indice di vecchiaia (rapporto percentuale tra la popolazione di 65 anni e più e la popolazione di età 0-14), che passa da 175,6 del 2019 a 181,1 del 2020 e l'indice di dipendenza degli anziani (rapporto percentuale tra la popolazione di 65 anni e più e la popolazione in età 15-64), che è pari a 36,1 contro 34,9 del 2019. Cresce anche il rapporto tra la componente più anziana e quella più

giovane della popolazione in età lavorativa (indice di struttura della popolazione attiva): nel 2020 ci sono 133,0 residenti nella classe di età 40-64 ogni 100 di 15-39 anni (130,7 nel 2019).



Le Province di Taranto insieme a quella di Brindisi e Lecce, hanno le strutture demografiche più **invecchiate**, in cui l'età media supera i 45 anni e ci sono più persone di età superiore a 65 anni ogni 100 ragazzi tra 0 e 14 anni rispetto alla media regionale (indice di vecchiaia 188,2 a Taranto, 209,6 a Lecce e 196,0 a Brindisi). Il processo di invecchiamento coinvolge anche la popolazione residente nelle province di Taranto, **Lecce e Brindisi**, dove l'indice di dipendenza degli anziani risulta pari, rispettivamente, a 40,0 e 37,5 contro la media regionale di 36,1.

PROSPETTO 5. INDICATORI DI STRUTTURA DELLA POPOLAZIONE PER PROVINCIA. Censimento 2020

PROVINCE	Rapporto di mascolinità	Età media	Indice di vecchiaia	Indice di dipendenza	Indice di dipendenza anziani	Indice di struttura della popolazione attiva
Bari	95,0	44,7	174,4	54,8	34,8	133,8
Barletta-Andria-Trani	97,5	43,3	149,4	51,5	30,8	127,0
Brindisi	93,4	45,6	196,0	56,7	37,5	135,6
Foggia	96,6	44,1	166,8	55,2	34,5	123,7
Lecce	92,3	46,2	209,6	59,1	40,0	139,0
Taranto	94,2	45,3	188,2	57,8	37,7	136,2
PUGLIA	94,7	45,0	181,1	56,0	36,1	133,0
ITALIA	95,0	45,4	182,6	57,3	37,0	141,9

I dati demografici del **Comune di Laterza**, in provincia di Taranto, sono perfettamente in linea con i dati regionali.

Popolazione (N.)	14.944
Famiglie (N.)	5.475
Maschi (%)	49,2
Femmine (%)	50,8
Stranieri (%)	1,8
Età Media (Anni)	43,7
Variazione % Media Annuale (2015/2020)	-0,46

Figura 3-9: Dati demografici Comune di Laterza nel 2020 – fonte Istat

Come si evince dalla tabella e dal grafico successivo, il comune di Laterza ha subito una leggera decrescita negli ultimi anni, con un valore leggermente positivo nel 2020.

Anno	Popolazione (N.)	Variazione % su anno prec.
2015	15.290	-
2016	15.257	-0,22
2017	15.171	-0,56
2018	15.022	-0,98
2019	14.943	-0,53
2020	14.944	+0,01

Variazione % Media Annuale (2015/2020): **-0,46**

Variazione % Media Annuale (2017/2020): **-0,50**

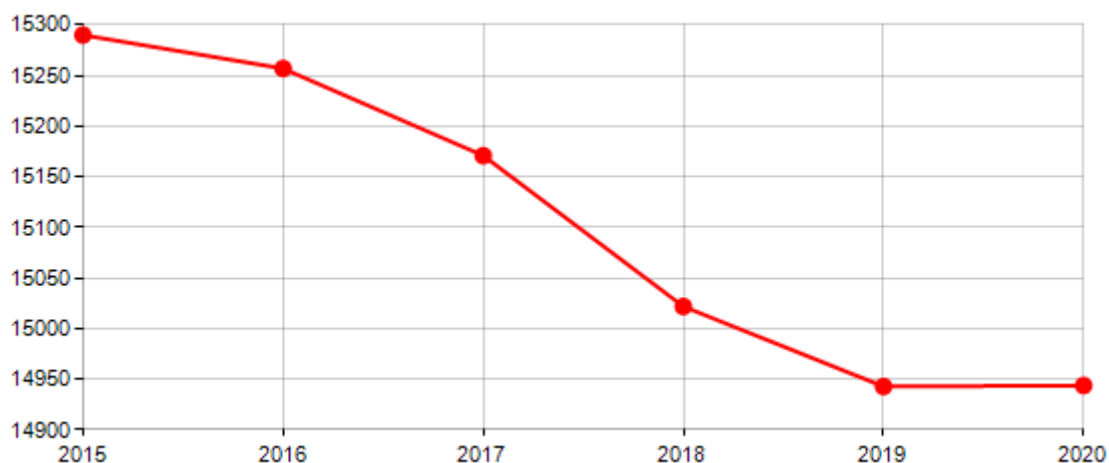


Figura 3-10: Trend Popolazione 2015-2020 nel Comune di Laterza – fonte Istat

Dai dati censiti (immagini seguenti) sullo stato delle famiglie, sull'età della popolazione, emerge come il Comune di Laterza ha un'età media inferiore alla media nazionale, e che non abbia una evidente tendenza allo spopolamento, per cui vanno incentivate le nuove attività sociali ed economiche che tengano i giovani legati al proprio territorio.

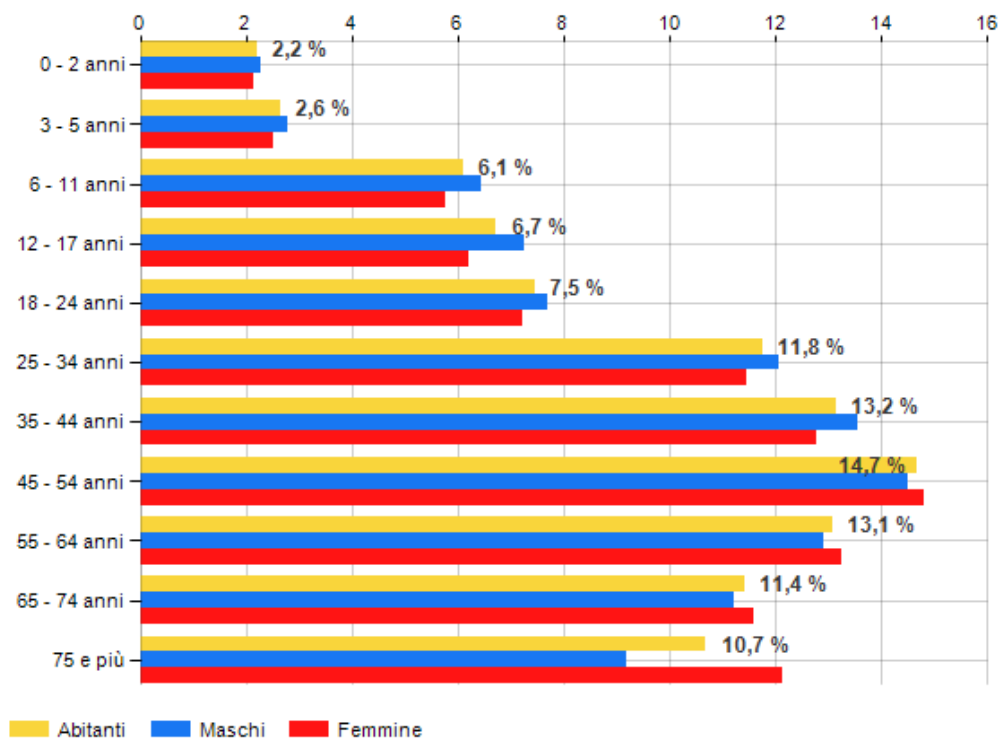


Figura 3-11: Classi di Età Comune di Laterza nel 2020 – fonte Istat

Dal grafico emerge una popolazione numerosa nelle fasce di età medie, infatti l'indice di vecchiaia anche paragonato ai dati nazionali è più basso.

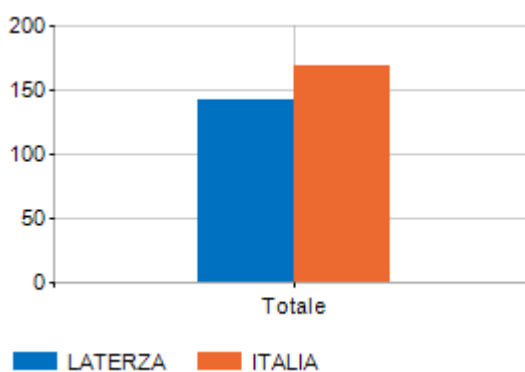
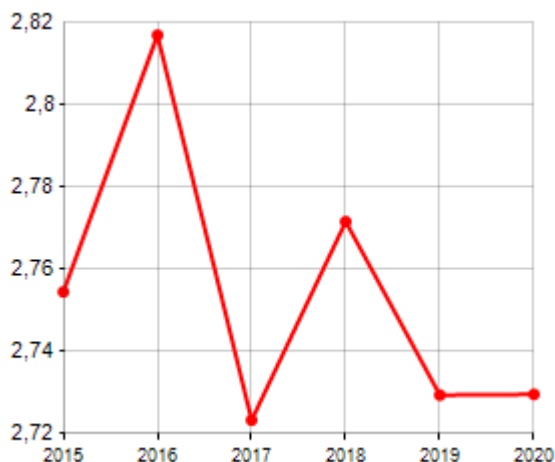


Figura 3-12: Indice di Vecchiaia Comune di Laterza nel 2020 – fonte Istat

In un periodo di 5 anni, anche la composizione delle famiglie ha subito un decremento nel numero di componenti, confermando i dati relativi alle poche nascite.



Anno	Famiglie (N.)	Variazione % su anno prec.	Componenti medi
2015	5.551	-	2,75
2016	5.416	-2,43	2,82
2017	5.571	+2,86	2,72
2018	5.420	-2,71	2,77
2019	5.475	+1,01	2,73
2020	5.475	+0,00	2,73

Variazione % Media Annuale (2015/2020): **-0,28**

Variazione % Media Annuale (2017/2020): **-0,58**

Figura 3-13: Trend Famiglie 2015-2020 Comune di Laterza – fonte Istat

Nella **valutazione socio economica** della Regione Puglia un primo aspetto da esaminare con attenzione, sia a livello centrale che locale, è quello relativo alle condizioni delle famiglie. Se gli indicatori di povertà identificano le casistiche più gravi, ulteriori dati statistici disponibili, come la fonte principale dei redditi familiari e il numero dei componenti occupato, consentono di mappare in maniera più ampia eventuali situazioni di fragilità economiche.

In Puglia (anno 2018) gli indicatori di povertà relativa assumono valori più alti rispetto a quelli nazionali; l'incidenza della povertà relativa familiare è pari al 20,0%, contro l'11,8% nazionale;

l'incidenza della povertà relativa individuale è anch'essa superiore rispetto al totale del Paese (il 22,8 per cento contro il 15,0 per cento).

Tavola 9. Indicatori di povertà relativa. Puglia e Italia. Anno 2018 (valori percentuali)

Indicatore	Puglia	Italia
Incidenza di povertà relativa individuale	22,8	15,0
Incidenza di povertà relativa familiare	20,0	11,8

Fonte: Istat, Indagine sul reddito e condizioni di vita

Figura 8. Indicatori di povertà relativa. Puglia e Italia. Anno 2018 (valori percentuali)



Fonte: Istat, Indagine sul reddito e condizioni di vita

La successiva ripresa economica ha determinato nel 2021 un miglioramento degli indicatori del mercato del lavoro. L'occupazione ha recuperato i due terzi della perdita del 2020, grazie alla intensa crescita delle assunzioni nette a tempo indeterminato e determinato, proseguita nei primi mesi del 2022.

Il positivo andamento dell'occupazione nel 2021 ha favorito un aumento dell'offerta di lavoro, soprattutto femminile. In Puglia la partecipazione al mercato del lavoro delle donne continua a essere molto inferiore a quella degli uomini, risentendo in particolare dei maggiori carichi lavorativi connessi con la cura della famiglia, soprattutto in presenza di figli piccoli.

La crescita dell'occupazione ha contribuito all'aumento del reddito delle famiglie, che è tornato sui livelli del 2019. In presenza di un livello elevato e in crescita degli indici di povertà nel Mezzogiorno, resta alta in Puglia la quota di famiglie beneficiarie di Reddito e Pensione di Cittadinanza.



Figura 3-14: Dati di Occupazione Regione Puglia nel 2021 – Elaborazione da dati Istat

Secondo i dati della Rilevazione sulle forze di lavoro (RFL) dell'Istat, nel 2021 il numero di occupati in regione è cresciuto dell'1,6% rispetto all'anno precedente, in misura più intensa rispetto al Mezzogiorno (1,3 %) e alla media italiana (0,8 %), beneficiando della dinamica sostenuta registrata nel secondo trimestre dell'anno. L'andamento positivo dell'occupazione nel corso del 2021 ha permesso di recuperare, nella media dei quattro trimestri, circa i due terzi dei 28.000 occupati persi nel 2020.

Un forte sostegno alla dinamica occupazionale è giunto dal comparto delle costruzioni, la cui crescita si è intensificata rispetto al 2020, riflettendo l'incremento della domanda di immobili e di lavori di ristrutturazione in larga parte generato dagli incentivi fiscali per la riqualificazione degli immobili.

L'aumento dei livelli occupazionali ha riguardato anche l'agricoltura e i servizi, mentre il numero di occupati è risultato, analogamente a quanto avvenuto nella media nazionale, ancora in calo nell'industria, benché in misura meno accentuata rispetto all'anno precedente.

La crescita dell'occupazione ha riguardato esclusivamente le posizioni dipendenti, mentre il numero di lavoratori autonomi si è ulteriormente ridotto.

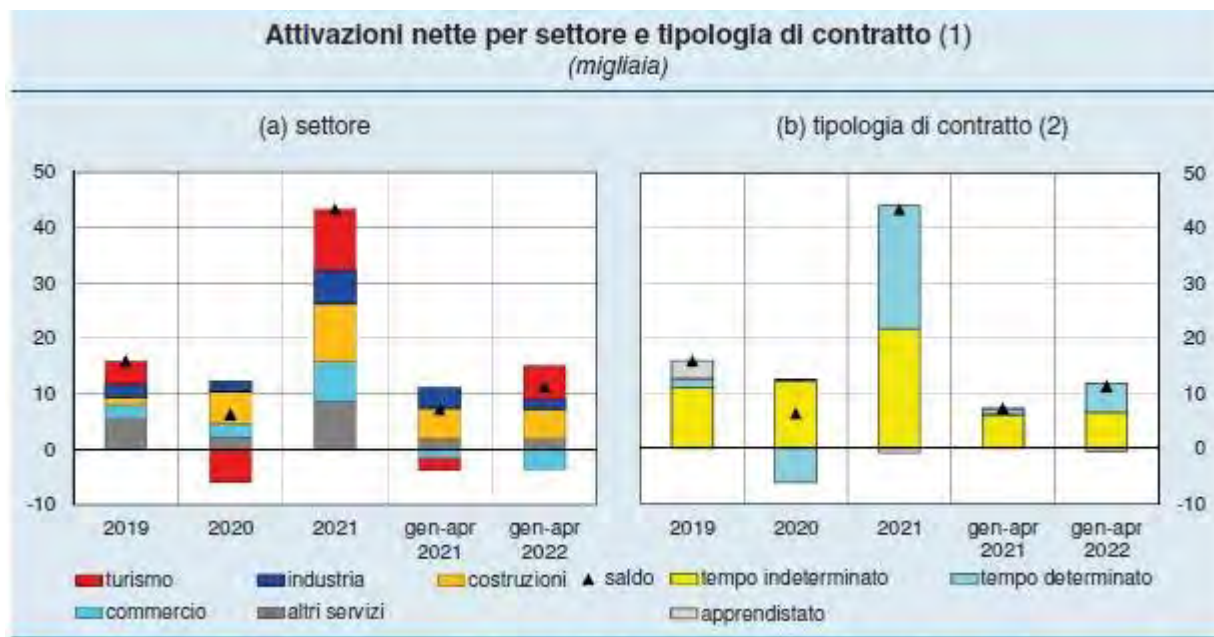


Figura 3-15 Assunzioni e tipologia di contratto – Elaborazione da dati Istat

Per quanto riguarda le dinamiche settoriali provinciali evidenziano situazioni molto disomogenee. Si può osservare, in primo luogo, l'incremento percentuale dell'occupazione superiore alle due cifre nelle Costruzioni in tutte le province nel 2021 rispetto all'anno precedente, ma con valori superiori al 20% nelle due province di Foggia e Taranto. Rispetto al 2019 nelle province di Taranto e Brindisi si rileva una crescita superiore all'80%.

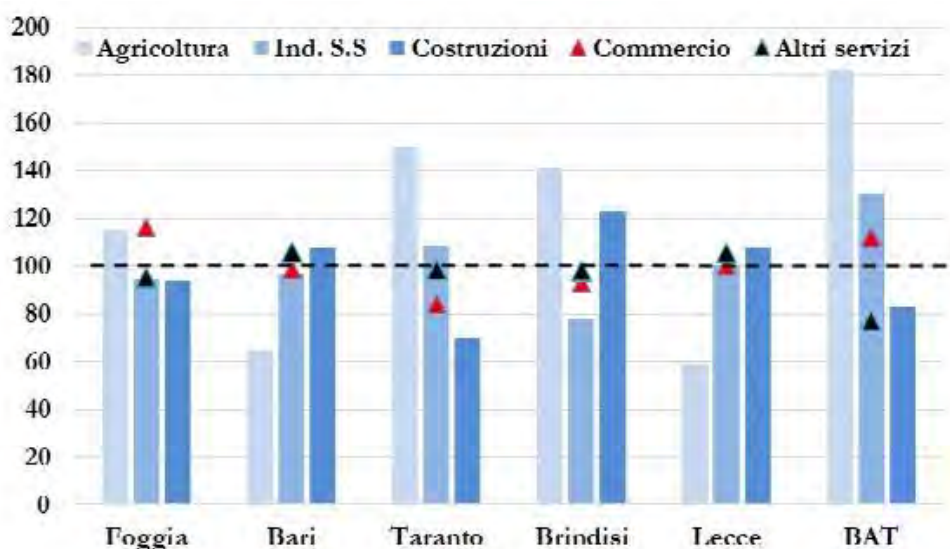


Figura 3-16 Indice di specializzazione dell'occupazione settoriale per provincia– Elaborazione da dati Istat

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
e relative opere di connessione alla R.T.N.*

Calcolando l'indice di specializzazione dell'occupazione settoriale a livello provinciale, si può rilevare che la provincia di Taranto risulta specializzata in Agricoltura e nel comparto Industriale, dimostrando tassi di crescita maggiori rispetto ad altri settori.



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 56 di 420

3.4. Biodiversità

La caratterizzazione della presente componente è stata effettuata sulla base di studi specialistici (cfr. Relazione Floro-Faunistica e Relazione Pedo-Agronomica).

Il comprensorio analizzato si sviluppa su **un'area vasta** estesa per circa **472 km²**, definita costruendo un buffer di 10.000 metri attorno agli aerogeneratori, che si colloca all'interno di una porzione collinare del territorio regionale di Puglia e Basilicata, ricompresa nelle Province di Bari e Matera, nei Comuni di Laterza, Castellaneta, Ginosa (TA), Santeramo in Colle, Altamura, Gioia del Colle, Acquaviva delle Fonti (BA), Matera e Montescaglioso (MT).

L'area di sito/progetto, definita costruendo un buffer di 1000 metri attorno agli aerogeneratori, ricade nel Comuni di Laterza (TA), Santeramo in Colle (BA) e Matera (MT).

Lo sviluppo generale dell'intero impianto eolico in progetto è di circa 5 km lungo l'asse N-S e di 4,3 km lungo l'asse E-O.



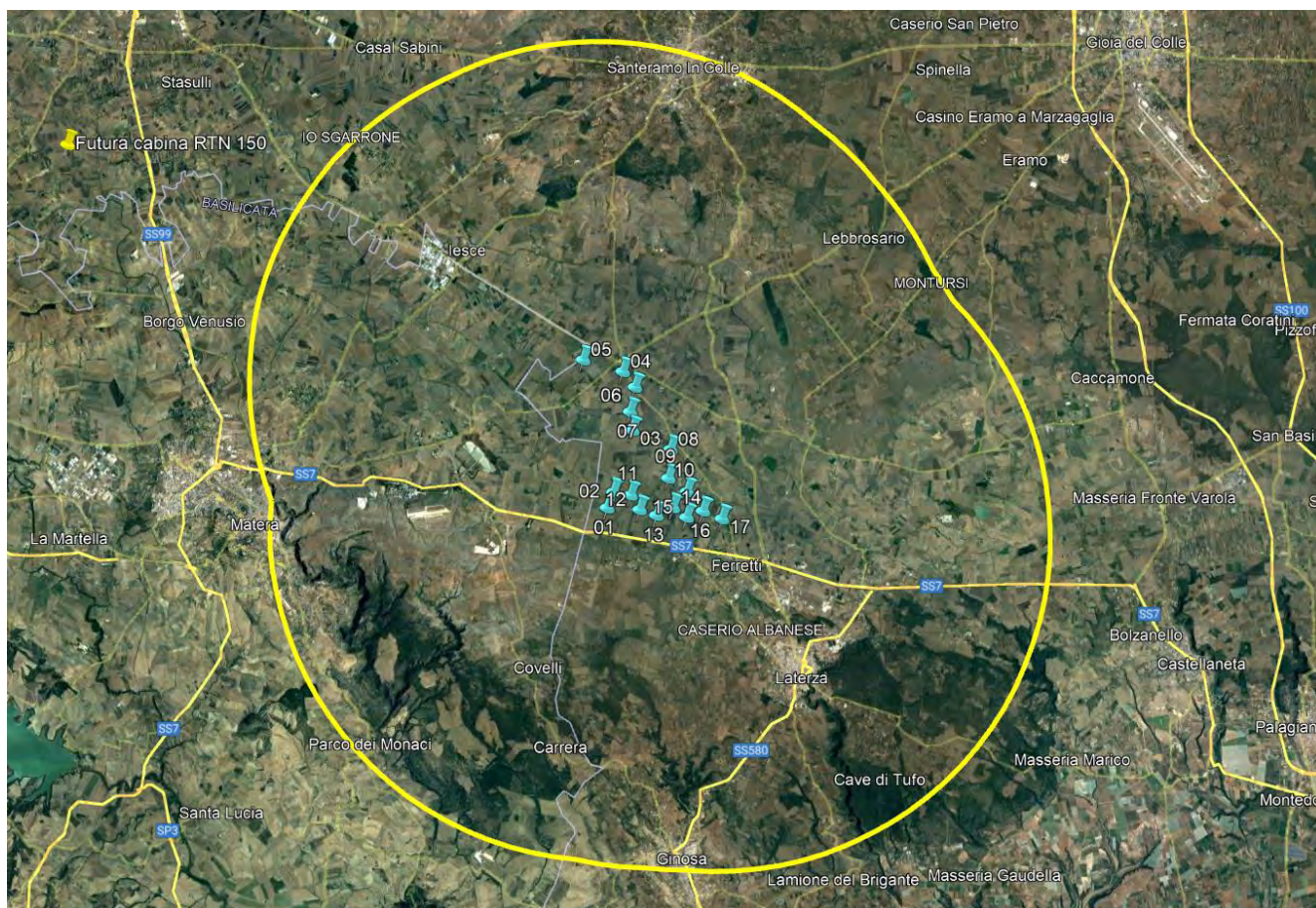


Figura 3-17: Inquadramento territoriale dell'impianto eolico in progetto; la linea gialla indica l'estensione dell'area vasta (buffer 10 km)

Lo sviluppo della vegetazione è sicuramente condizionata da una moltitudine di fattori che, a diversi livelli, agiscono sui processi vitali delle singole specie, causando una selezione che consente una crescita dominante solo a quelle specie particolarmente adattate o con valenza ecologica estremamente alta.

Per "vegetazione naturale potenziale" si intende, secondo il comitato per la Conservazione della Natura e delle Riserve Naturali del Consiglio d'Europa "la vegetazione che si verrebbe a costituire in un determinato territorio, a partire da condizioni attuali di flora e di fauna, se l'azione esercitata dall'uomo sul manto vegetale venisse a cessare e fino a quando il clima attuale non si modifichi di molto".

Il parco eolico "Laterza 1" sarà ubicato in un'area con morfologia sub-pianeggiante, posta ad una quota minima 352 m s.l.m. e massima di 382 m s.l.m. e caratterizzata prevalentemente da terreni agricoli con colture erbacee annuali (seminativi), qualche vigneto, oliveto e anche frutteto all'esterno di ambienti naturali di pregio.



Figura 3-18: Superfici a seminativo presenti nell'area d'impianto

Dall'analisi di uso del suolo emerge come le torri sono tutte localizzate su superfici agricole (cod. 2.1.1.1 Colture intensive, CLC 2000).

Nell'area si riscontrano pochissimi elementi di naturalità, strettamente correlati con le poche porzioni del territorio la cui morfologia ne impedisce la lavorazione agricola (fossi e canali). Gli habitat presenti, relittuali e di ridotte dimensioni, non sono tra quelli di pregio e di alto valore conservazionistico e, comunque, non vengono intaccati dalla progettazione.

L'area, infatti, pur collocandosi nel corridoio tra due biotopi di rilevante interesse naturalistico e conservazionistico (ZSC/ZPS "Murgia Alta" e ZSC/ZPS "Area delle Gravine"), se ne discosta notevolmente per le caratteristiche ambientali: in essa, infatti, non si riscontrano gli habitat tipici dei vicini siti di Rete Natura 2000 come ad esempio gli etesi pascoli naturali (pseudosteppa) tipici della ZSC/ZPS Murgia Alta e gli imponenti solchi erosivi (le gravine) della ZSC/ZPS Area delle Gravine.



Figura 3-19: Superfici a seminatoivo presenti nell'area d'impianto

Tale discontinuità e impoverimento dei valori di naturalità ha determinato, in fase di istituzione, anche una separazione delle due fasce protette che, alternativamente, avrebbero potuto vantare una fusione in un unico grande sito, a garantire una maggiore contiguità ecologica (così come per quanto concerne ZSC Murgia Alta e la ZSC Murgia di Sud-Est).

Anche le perimetrazioni proposte per le IBA "Murge" e "Gravine" - effettuata dalla ONG LIPU (partner italiana di BirdLife International) - basate su aspetti squisitamente biologici in quanto svincolate da logiche amministrative, politiche e territoriali, pur essendo più estese di quelle delle ZPS cui si sovrappongono, non ricomprendono l'area intorno a quella di progetto, confermandone indirettamente la minore valenza ecologica e conservazionistica (Brunner et al. 2002).



Figura 3-20: Superfici a seminatoivo presenti nell'area d'impianto

Ecosistema naturale area vasta

Da analisi cartografica, analizzando spazialmente le configurazioni delle aree Rete Natura 2000, si registra in prossimità dell'area d'impianto n. 3 ZSC/ZPS e n. 2 IBA. Nello specifico esse sono:

- ✚ ZSC/ZPS "Murgia Alta" - IT9120007, con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN08, di circa 3,5 km;
- ✚ ZSC/ZPS "Area delle Gravine" - IT9130007, con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 600 m;
- ✚ ZSC/ZPS "Gravine di Matera" - IT9220135 - con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 600 m
- ✚ IBA 135 "Murge", con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN08, di circa 3 km;
- ✚ IBA 139 "Gravine" con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 300 m.

Si riportano inoltre i Parchi Regionali, sottesi dalle sopracitate ZSC/ZPS, più prossimi all'impianto:

- ✚ Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine – EUAP0894 (compreso in ZSC/ZPS "Area delle Gravine" - IT9130007) con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 2,5 km;
- ✚ Parco Archeologico Storico Naturale Chiese Rupestri del Materano (della Murgia Materana) – EUAP0419 (compreso in "Gravine di Matera" - IT9220135) con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 3 km.

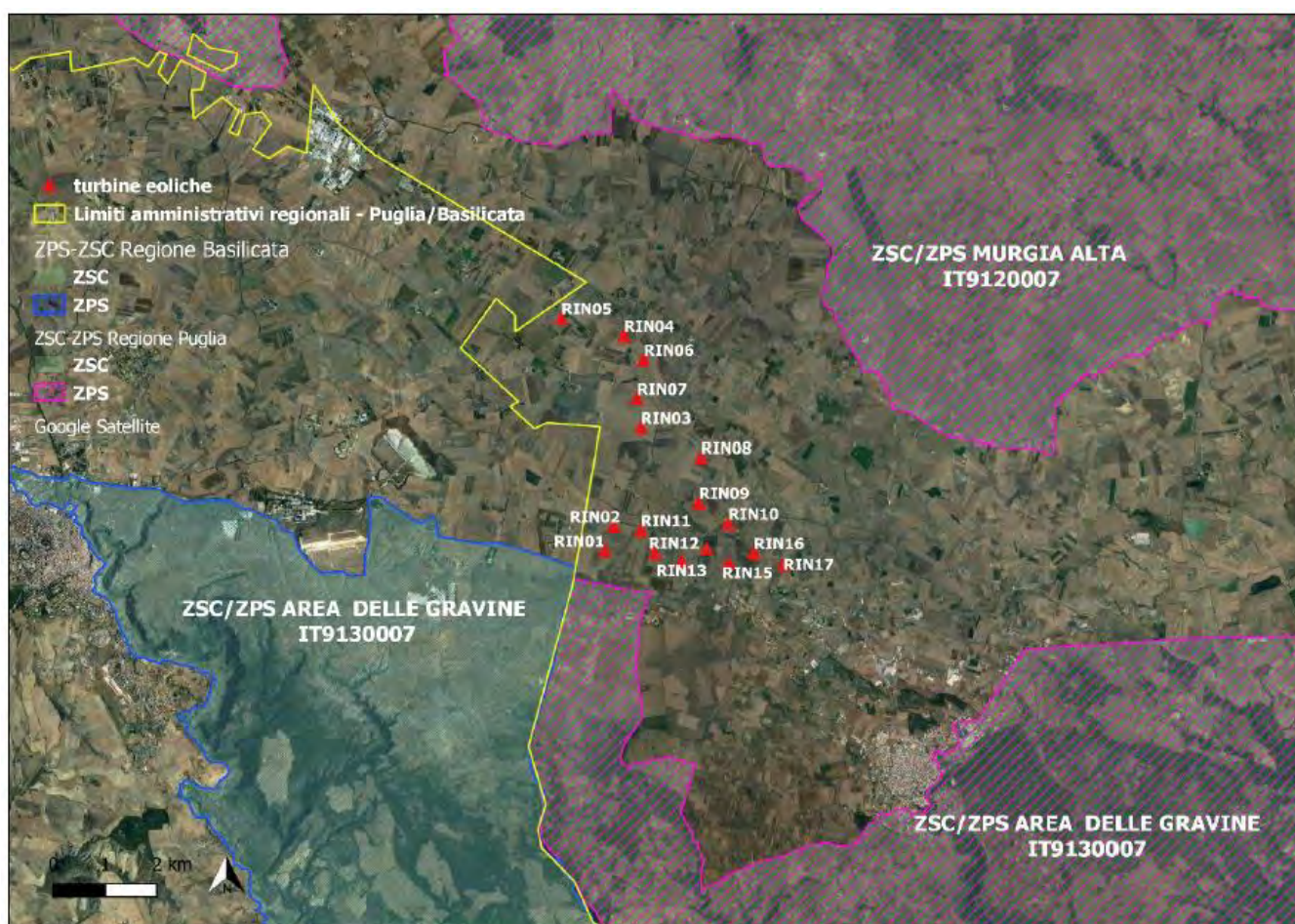


Figura 3-21: Localizzazione SIC e ZPS intorno area di progetto

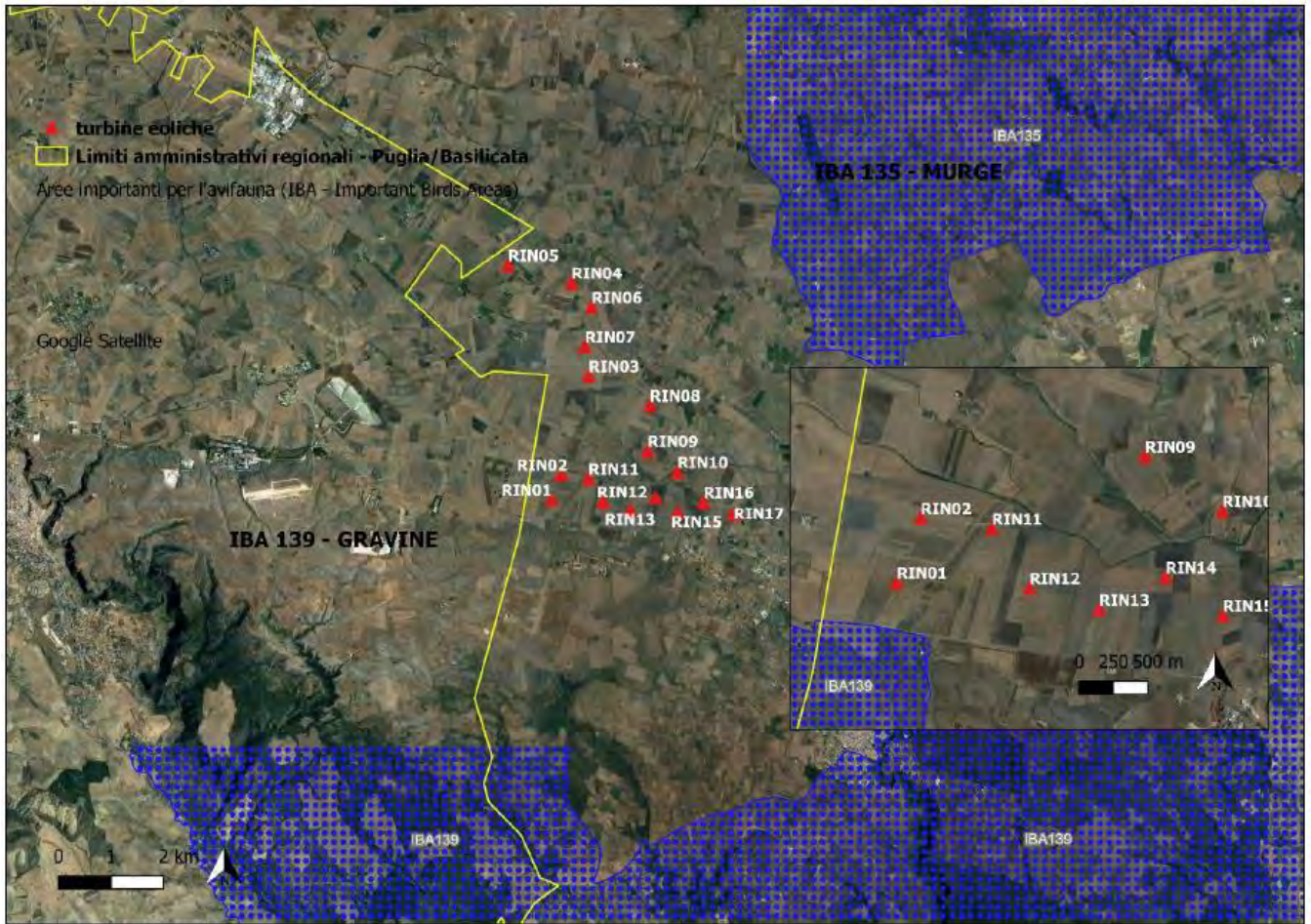


Figura 3-22: Localizzazione IBA intorno area progetto



Figura 3-23: Localizzazione dei Parchi Naturali Regionali prossimi all'area impianto

La **ZSC/ZPS "Murgia Alta" – IT3120007** ha un'estensione pari a 125882.0 ha, è compreso nei limiti amministrativi dei comune di Andria, Minervino Murge, Spinazzola, Poggiorsini, Cassano delle Murge, Santeramo in Colle, Grumo Apula, Ruvo di Puglia, Altamura, Corato, Bitonto, Gioia del Colle, Gravina in Puglia, Acquaviva delle Fonti, Toritto (Provincia di Bari); Laterza e Castellaneta (Provincia di Taranto). È protetta dai regolamenti regionali R.R. 6/16, R.R. 12/17, R.R. 28/08.

Essa costituisce un paesaggio suggestivo costituito da lievi ondulazioni e da avvallamenti doliniformi, con fenomeni carsici superficiali rappresentati dai puli e inghiottitoi. Il substrato è di calcareo cretaceo, generalmente ricoperto da calcarenite pleistocenica. Caratterizzata dall'ampio e brullo tavolato calcareo che culmina nei 679 m del monte Caccia. Si presenta prevalentemente come un altipiano calcareo alto e pietroso. E' una delle aree substeppeiche più vaste d'Italia, con vegetazione erbacea ascrivibile ai

Festuco brometalia. La flora dell'area è particolarmente ricca, raggiungendo circa 1500 specie. Da un punto di vista dell'avifauna nidificante sono state censite circa 90 specie, numero che pone quest'area a livello regionale al secondo posto dopo il Gargano. Le formazioni boschive superstiti sono caratterizzate dalla prevalenza di *Quercus pubescens* spesso accompagnate da *Fraxinus ornus*, *Quercus cerris* e *Quercus frainetto*.

Il **ZSC/ZPS "Area delle Gravine" - IT9130007**, dall'estensione di 26.740,0 ha, è compreso nei limiti amministrativi dei comuni di Mottola, Ginosa, Palagianò, Palagianello, Castellaneta, Laterza, Massafra Crispiano e Statte (Provincia di Taranto).

Il sito è caratterizzato dalla presenza di profondi solchi erosivi lungo la scarpata del gradino murgiano, scavati nel calcare cretacico e nella calcarenite pleistocenica, originatisi per l'erosione di corsi d'acqua sovrainposti a fratture della crosta rocciosa superficiale.

Le gravine presenti nell'area sono rappresentate da canyon di origine erosiva originatisi da corsi d'acqua sovrainposti a fratture della crosta rocciosa superficiale. Esse costituiscono habitat rupestri di grande valore botanico. Nel sito sono presenti alcuni querceti a *Quercus trojana* ben conservati e pinete spontanee a pino d'Aleppo su calcarenite. Inoltre vi è la presenza di garighe di *Euphorbia spinosa* con percentuale di copertura 3 e valutazioni rispettivamente: A, A, C, A e la presenza di boschi di *Quercus virgiliana* con percentuale di copertura 1 e valutazioni rispettivamente: A, A, C, A.

Il **ZSC/ZPS "Gravine di Matera" - IT9220135**, dall'estensione di 6968.0 ha, è compreso nei limiti amministrativi dei comuni di Matera e Montescaglioso (Provincia di Matera).

L'area della Murgia materana ricade in una fascia climatica di tipo mediterraneo semiarido, caratterizzata da una certa incostanza delle precipitazioni idrometeoriche e delle temperature.

Considerando i dati relativi alla stazione di Matera (1921- 1980), è stato possibile valutare una media annua di precipitazioni pari a 574 mm, con una punta massima annua di 1031 mm (1972) ed una minima di 405 mm (1961).

L'**IBA n. 135 - Murge** è rappresentata da vasto altopiano calcareo dell'entroterra pugliese, con un'estensione di 144.499 ha. Il perimetro dell'IBA coincide in gran parte (circa il 98%) con quello della ZPS IT9120007- Murgia Alta tranne che in un tratto della porzione nord-orientale.

Ad ovest la zona è delimitata dalla strada che da Cassano delle Murge passa da Santeramo in Colle fino a Masseria Viglione. A sud – est essa è delimitata dalla Via Appia Antica (o la Tarantina) e poi dalla

Strada Statale n° 97 fino a Minervino Murge. Ad est il perimetro include Le Murge di Minervino, il Bosco di Spirito e Femmina Morta. A nord la zona è delimitata dalla strada che da Torre del Vento porta a Quasano (abitato escluso) fino a Cassano delle Murge. Gli abitati di Minervino Murge, Cassano della Murge, Santeramo in Colle, Altamura e Gravina in Puglia sono volutamente inclusi nell'IBA in quanto sono zone importanti per la nidificazione del Grillaio.

L'IBA 139 Gravine è rappresentata da due zone disgiunte che comprendono parte del vasto sistema delle gravine lucane e pugliesi caratterizzate da profonde gole rocciose. La prima comprende le gravine di Matera (Basilicata) e la porzione occidentale delle gravine pugliesi. Essa è delimitata a nord dalla strada che va da San Basilio a Laterza e da qui a Matera (S.S n° 7). Ad ovest il confine segue **la strada che da Matera va a Ginosa. A sud l'area è delimitata dalla strada che da Ginosa porta a Specchia** e da un breve tratto della Via Appia. Ad est il confine corre lungo la strada che da Palagianello porta a San Basilio. La seconda zona è situata interamente in Puglia, a sud - ovest è delimitata dalla strada che da Mottola va a Massafra e poi dalla strada n° 7; ad est da Statte e Crispiano; a nord dalla strada statale n° 581, da Carrucola, dal Monte Sorresso, che resta escluso, e dal Monte S. Elia (che invece è incluso).

I centri abitati sono tutti inclusi, Laterza, Mottola, Crispiano e Statte, poiché interessati dalla presenza di colonie di Grillaio. **L'estensione totale dell'IBA Gravine è pari a 34.974 ha è risulta designata come ZPS (Tab. 4.5.a) al 72,3%, è stata proposta l'estensione della ZPS IT9220135 – "Gravina di Matera" all'intera area dell'IBA (Brunner et al. 2002).**

3.4.1. Caratterizzazione della vegetazione e della flora

Il paesaggio rurale dell'intera area interessata al progetto è quello tipico dell'"Alta Murgia" ossia un territorio pianeggiante caratterizzato dal rilievo morfologico dell'altopiano e dalla prevalenza di vaste superfici a pascolo e a seminativo.

I lembi di terra interessati all'installazione dei 17 aereogeneratori risultano, infatti, per la maggior parte coltivati a seminativo e nello specifico a frumento. Il frumento è una pianta appartenente alla famiglia delle Graminaceae o Poaceae; il culmo del frumento raggiunge un'altezza variabile, tale caratteristica è importante in quanto è inversamente correlata con la resistenza all'azione del vento, delle piogge che tenderebbero a piegarlo.



L'altezza medie delle varietà attualmente coltivate è pari a 70-80 cm, mentre le varietà più antiche potevano raggiungere i 150 cm. Spiga lateralmente compressa, glume carenate fino alla base e glumelle inferiori terminanti sempre con una resta molto lunga e spesso pigmentata, cariosside assai grossa (45-60 mg), ultimo internodo pieno, per cui il culmo sotto la spiga è resistente allo schiacciamento. E' una coltura adatta agli ambienti aridi e caldi e predilige terreni dotati di buona capacità idrica.

Non sono presenti, nella zona progettuale e nell'areale di progetto, oliveti considerati monumentali ai sensi della L.R. 14/2007.

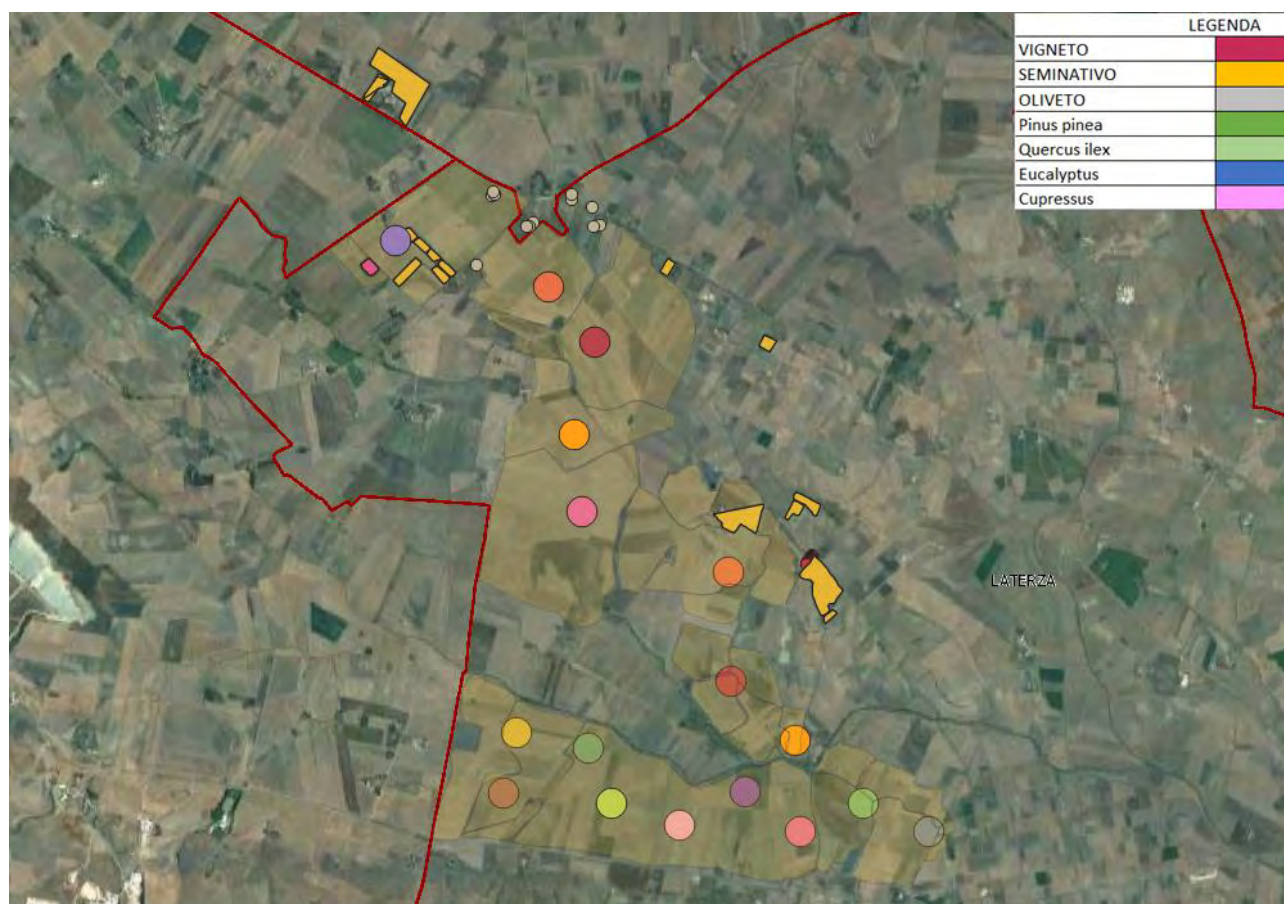


Figura 3-24: Analisi Paesaggio

Per ciò che concerne la totalità degli appezzamenti presi in esame e destinati al futuro impianto eolico è stato possibile constatare che si tratta di particelle prive di recinzioni perimetrali quali potrebbero essere muretti a secco, reti, siepi o alberature in genere.

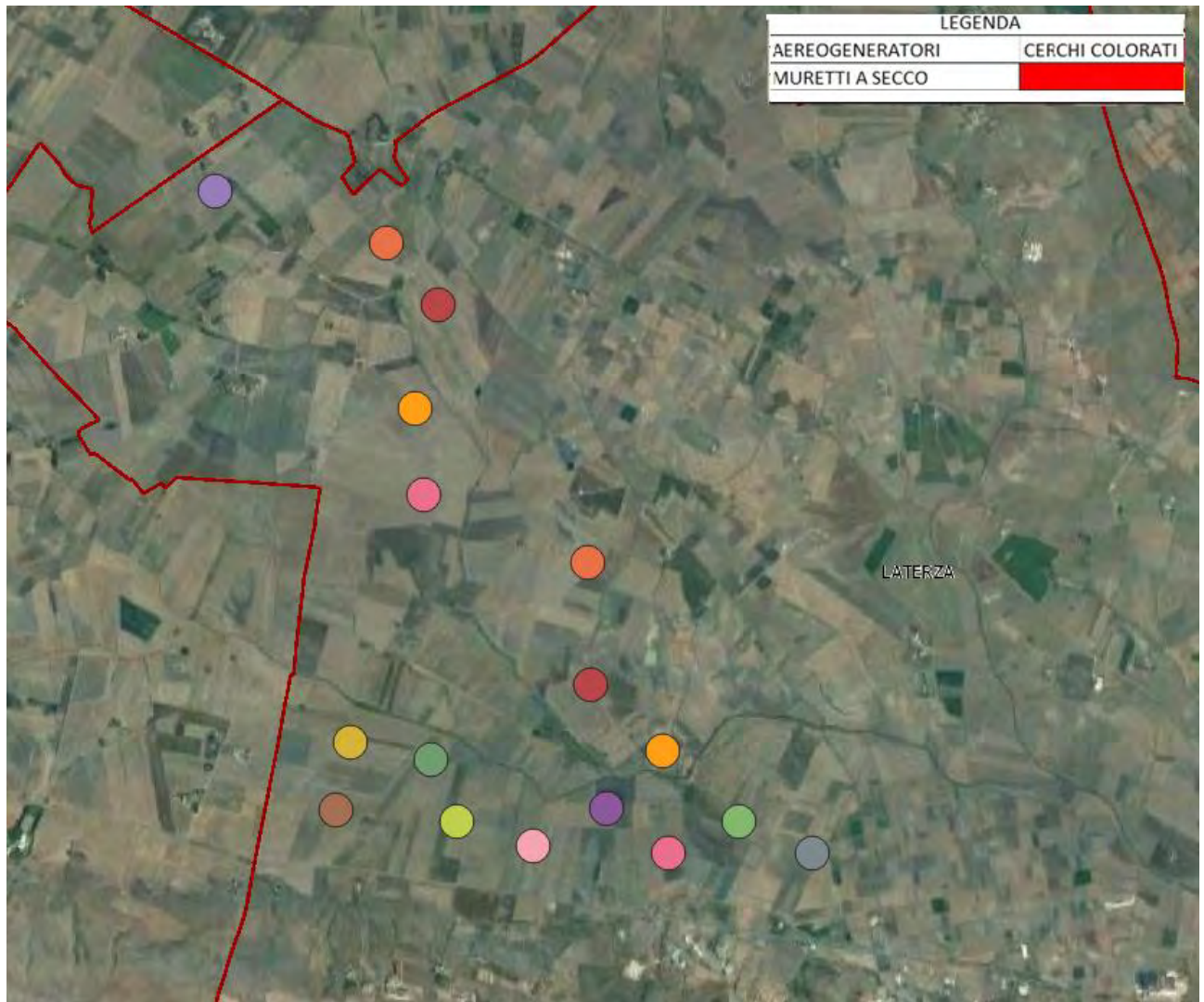


Figura 3-25: Presenza muretti a secco

Gli aerogeneratori sorgeranno in aree libere da vegetazione arborea, caratterizzate principalmente da seminativi e privi di vegetazione di pregio (cfr. Paragrafo 3.5).

3.4.2. Caratterizzazione della fauna

Per quanto riguarda l'agroecosistema in cui è inserita la progettazione in esame si dispone di una approfondita conoscenza delle comunità ornitiche dell'area in virtù dell'attività di monitoraggio svolta in altre progettazioni analoghe (rif. AM13 Relazione Avifaunistica).

L'area è fortemente caratterizzata dalla presenza di uccelli di aree aperte di cui le specie più comuni, regolari e sedentarie sono la cappellaccia, lo strillozzo, il beccamoschino, il gheppio, la civetta, la gazza, la cornacchia grigia.

Nel periodo primaverile-estivo l'area è utilizzata a scopi di procacciamento trofico dal grillaio, soprattutto nel periodo post trebbiatura. Tali individui deriverebbero dai centri urbani più vicini nei quali nidificano. In questo periodo si raggruppano anche un elevato numero di poiane che, dopo aver nidificato o essere nate in aree anche più lontane, probabilmente sfruttano l'abbondante e accessibile fonte alimentare fornita da insetti, soprattutto ortotteri. Infatti, la poiana, che normalmente caccia volando con brevi picchiate, in quest'area viene vista spesso camminare e nutrirsi sul terreno.

Specie comunemente avvistate sono anche quelle dei nibbi, il reale durante tutto l'anno (con minori osservazioni in inverno) e il bruno solo nel periodo estivo. Durante i mesi invernali, oltre poiane e gheppi, possono essere osservati in maniera occasionale esemplari di falco di palude, ma anche di albanella reale. Allodola e saltimpalo, altre specie di ambiente aperti, sono presenti prevalentemente nel periodo invernale; altre, quali il culbianco e lo staccino, solo in quello primaverile e in minor misura nella prima porzione di autunno.

Sporadicamente è possibile osservare individui di biancone, soprattutto al di fuori del periodo strettamente riproduttivo, quando caccia le sue prede elettive, i serpenti, in aree naturali eterogenee e con ripari naturali. Associata agli agro-ecosistemi si segnala la presenza dell'occhione, specie notturna, nidificante a terra, che almeno in Puglia sembrerebbe avere un trend di incremento locale.

Nelle aree naturali relitte (prevalentemente fossi e canali) si instaura, in alcuni casi, una comunità vegetale più diversificata che ospita una componente animale più varia e composita che si arricchisce ulteriormente durante le migrazioni. L'area, però, non sembra essere interessata da un cospicuo flusso migratorio non avendo mai osservato elevate concentrazioni di migratori.

Per quanto concerne la batracofauna si annovera la presenza del rospo comune (scarsa), del rospo smeraldino e della raganella (rara). Fra i Rettili si osserva la lucertola campestre, specie ubiquitaria e tollerante.

Per quanto concerne la teriofauna, in virtù dell'elusività e delle caratteristiche prevalentemente notturne, risulta assai complicato tracciare un profilo relativo ai popolamenti di micromammiferi. Si ritiene però possano essere comuni ratti, topi e arvicole. Nell'area si osserva la lepre europea (spesso per individui rilasciati a fini venatori) e la volpe. In uno studio condotto dal 2017 al 2021 sono stati riscontrati nuclei riproduttivi di lupo nelle aree delle gravine di Laterza (Gaudiano et al. 2017; Gaudiano et al. 2021).

Come già scritto solo poche specie di interesse conservazionistico, regolarmente presenti nelle aree protette limitrofe, effettuano regolari spostamenti giornalieri di dimensioni tali da poter condurre qualche esemplare al di fuori del sito protetto e, quindi, a frequentare le aree esterne come quella della progettazione in esame. Si tratta di specie di medio-grandi dimensioni, con elevata capacità di spostamento e di ampi home range. Si riporta, per alcune di esse, una breve disamina.

CAPOVACCAIO

Questa specie ha subito un considerevole calo numerico e una accentuata riduzione di areale in Italia **a partire dagli anni '70 tanto da essere minacciata in modo critico, e le cause che** hanno determinato il declino del capovaccaio in Italia sono molteplici e vanno ricercate soprattutto nella persecuzione diretta e nella trasformazione degli habitat elettivi, rappresentati dai pascoli estensivi dove il bestiame viene lasciato allo stato brado per la gran parte dell'anno (Nardelli et al. 2015, Gustin et al 2019). In Puglia è specie migratrice regolare e nidificante irregolare e localizzata, oramai, alla sola gravina di Laterza (La Gioia et al. 2010). Anche qui l'abbandono della pastorizia è il principale motivo dello scarso successo riproduttivo riscontrato negli ultimi anni, molti dei quali non hanno fatto registrare nuove nascite. Difficilmente, infatti, i seminativi offrono condizioni tali da indurre gli esemplari a scendervi per nutrirsi.

BIANCONE

In Puglia è specie migratrice regolare ma scarsa, nidificante localizzato, con sporadici casi di svernamento (Liuzzi et al., 2013). Sulle Murge stimate **3-5 coppie (La Gioia et al. 2015), nell'area delle gravine 2-3 coppie (Laterza & Cillo 2008).** Il Biancone mostra una espansione di areale e un incremento numerico (Nardelli et al. 2015) ed è specie considerata a minor rischio nella lista rossa italiana (Gustin et al. 2019). **Per questa specie i principali fattori di minaccia/pressioni sono l'abbandono del sistema**



pastorizio tradizionale e la forestazione (Nardelli et al. 2015). **Nell'area di studio occasionalmente sono stati avvistati esemplari isolati.**

FALCO DI PALUDE e ALBANELLA REALE

Si tratta di due specie svernanti e migratrici in Puglia (Liuzzi et al., 2013): in inverno il falco di palude **è più strettamente legato ad ambienti umidi mentre l'albanella reale si distribuisce in un maggior numero di ambienti aperti**; al di fuori delle zone umide gli esemplari svernanti mostrano una distribuzione molto rara e densità bassissime con aree frequentate molto ampie. Molto più comuni nei periodi migratori, soprattutto lungo le coste. **Nell'area di studio, al di fuori dei periodi migratori, sono specie rare.**

NIBBIO REALE

Specie sedentaria e nidificante, migratrice e svernante in Puglia (Liuzzi et al., 2013), dove comunque **come nidificante è localizzata sui Monti Dauni, sull'Alta Murgia (2-3 coppie, La Gioia et al. 2015) e gravine dell'Arco Ionico Tarantino (2 coppie, Sigismondi 2008). Specie considerata vulnerabile in quanto la ripresa demografica degli ultimi decenni non sembra ancora aver compensato il declino registrato negli anni precedenti.** (Nardelli et al. 2015, Gustin et al. 2019).

NIBBIO BRUNO

Specie migratrice non comunissima e nidificante, in Puglia è storicamente localizzata sul Gargano, Sub-Appennino Dauno e gravine dell'Arco Ionico Tarantino; **solo in quest'ultima area sembra verificarsi un incremento numerico, in controtendenza con le altre località, con una stima di 5 coppie nel 2008 (Sigismondi 2008). Specie considerata a basso rischio in quanto opportunistica e generalista,** con una popolazione stabile a livello nazionale (Nardelli et al. 2015, Gustin et al. 2019).

GUFO REALE

Specie sedentaria e nidificante in Puglia, ma rara e localizzata nell'area delle gravine ioniche (Liuzzi et al. 2013); considerata quasi minacciata nella lista rossa nazionale (Gustin et al. 2019) non si conoscono bene i trend nazionali anche se sembra essere in incremento nei settori prealpini e in decremento in quelli appenninici, al di fuori di queste due aree il loro numero è molto basso (Nardelli et al. 2015). Luce et al., (2022) hanno confermato la presenza di almeno un esemplare territoriale nella gravina di Laterza.

GRILLAIO



Specie migratrice, nidificante e svernante irregolare in Puglia (Liuzzi et al., 2013); la specie è in forte espansione numerica e di areale in Puglia, ma anche nell'intera Italia (La Gioia et al. 2017) tanto da essere ora considerata a basso rischio nella lista rossa nazionale (Gustin et al. 2019). Le due colonie riproduttive più vicine all'area di progetto sono localizzate negli abitati di Laterza e Santeramo in Colle ed ospitano una media di 138 e 500 coppie (periodo 2012-2016, Bux & Sigismondi 2017).

LANARIO

Specie sedentaria in Puglia con nidificazioni localizzate sul Gargano, Sub-Appennino Dauno e gravine dell'Arco Ionico Tarantino, dove sono stimate 3 coppie (Liuzzi et al. 2013); in Alta Murgia si conferma la nidificazione di una coppia (Gaudiano, data non pubblicato). Il lanario è considerato specie minacciata in Italia a causa di una probabile contrazione di areale e numerica (Gustin et al. 2019); le trasformazioni del territorio legate all'abbandono di pratiche agro-silvo-pastorali tradizionali e alla diffusione di colture intensive hanno determinato una riduzione degli habitat idonei mentre una intensa attività illegale di cattura di pulli di lanario destinati ad essere messi in vendita per allevatori e falconieri può aver ridotto in modo significativo la sua produttività (Nardelli et al. 2015).

Nelle tabelle che seguono si riportano le schede **dei dati ornitologici relativi all'IBA 135 e IBA 139**.



NUMERO IBA	135			RILEVATORE/I		Michele BIUX			
NOME IBA	Murge								
Specie	Anno/i di riferimento	Popolazione minima nidificante	Popolazione massima nidificante	Popolazione minima svernante	Popolazione massima svernante	Numero minimo individui in migrazione	Numero massimo individui in migrazione	Metodo	Riferimento bibliografico
Cicogna bianca						10	100	SI	
Falco pecchiaiolo						Presente	Presente	SI	
Nibbio bruno	95, 01	2, 1	3, 2					B, SI	1
Nibbio reale	95, 01	Presente, 1	Presente, 1						
Capovaccaio	1					2	4	SI	
Biancone	1	1	2					SI	
Falco di palude	1					Presente	Presente	SI	
Albanella reale	1			Presente	Presente	Presente	Presente	SI	
Albanella minore	1					Presente	Presente	SI	
Grillaio	95, 97, 01	200, 1532, 2285	350, 1571, 2285					B, B, CE	1, 2
Gheppio	1	50	100					SI	
Falco cuculo	1					500	1000	SI	
Lanario	95, 01	2, 3	4, 3	5	10			B, CE	1
Quaglia	1	Presente						SI	
Occhione	1	10	30					SI	
Barbagianni	1	50	80					SI	
Assiolo	1	presente						SI	
Civetta	1	100	200					SI	
Succiacapre	1	presente						SI	
Ghiandaia marina	1	5	10					SI	
Toricollo	1	presente						SI	
Picchio verde	1	2	3					SI	
Calandra	1	500	1000					SI	
Calandrella	1	100	400					SI	
Cappellaccia	1	1000	3000					SI	
Tottavilla	1	presente		presente	presente			SI	
Allodola	1	presente		presente	presente			SI	
Rondine	1	presente						SI	
Calandro	1	presente						SI	
Saltimpalo	1	presente						SI	
Monachella	1	presente						SI	
Codirossone	1	presente						SI	
Passero solitario	1	50	100					SI	
Averla cenerina	1	20	40					SI	
Averla capirossa	1	presente						SI	
Zigolo capinero	1	presente						SI	

NUMERO IBA	139				RILEVATORE/I	Michele Bux			
NOME IBA	Gravine								
Specie	Anno/i di riferimento	Popolazione minima nidificante	Popolazione massima nidificante	Popolazione minima svernante	Popolazione massima svernante	Numero minimo individui in migrazione	Numero massimo individui in migrazione	Metodo	Riferimento bibliografico
Cicogna bianca	01					5	10	SI	
Falco pecchiaiolo	01					presente		SI	
Nibbio bruno	01	5	7			50	100	SI	
Nibbio reale	01	3	5	10	20			CE	
Capovaccaio	95, 01	2, 2	3, 3					B, CE	1
Falco pescatore	01					5	10	SI	
Biancone	01	2	4					SI	
Falco di palude						Presente	Presente	SI	
Albanella minore						Presente	Presente	SI	
Grillaio	01	855	855					CE	Palumbo ined
Gheppio	01	15	30					SI	
Falco cuculo	01					50	100	SI	
Lanario	01	2	4	5	8			CE	
Quaglia	01	Presente						SI	
Oochione	96	10	20					B	2
Barbagianni	01	10	20					SI	
Assiolo	01	20	30					SI	
Gufo reale	01	1	2					SI	
Civetta	01	40	80					SI	
Suoiacapre	01	Presente						SI	
Martin pescatore	01	Presente						SI	
Gruccone	01	10	15					CE	
Ghiandaia marina	01	3	6					SI	
Torcicollo	01	Presente						SI	
Picchio verde	01	Presente						SI	
Calandra	01	100	300					CE	
Calandrella	01	50	100					SI	
Cappellaccia	01	1000	1500					SI	
Tottavilla	01	Presente		Presente	Presente			SI	
Allodola	01	Presente		Presente	Presente			SI	
Rondine	01	Presente						SI	
Saltimpalo	01	Presente						SI	
Monachella	01	Presente						SI	
Passero solitario	01	Presente						SI	
Averla cinerina	01	5	10					SI	
Averla capriosa	01	25	40					SI	
Zigolo capinero	01	Presente						SI	

3.4.3. Caratterizzazione delle aree di interesse conservazionistico

Il presente capitolo illustra gli indirizzi degli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti nel territorio in esame e le eventuali interferenze che il progetto di impianto mostra con questi strumenti.

Lo Scrivente intende quindi descrivere i rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori, evidenziando:

- le eventuali modificazioni intervenute con riguardo alle ipotesi di sviluppo assunte a base delle pianificazioni;
- gli interventi connessi, complementari o a servizio rispetto a quello proposto, con le eventuali previsioni temporali di realizzazione.

In particolare, nei paragrafi successivi, sono analizzati:

- Rete Natura 2000;
- Aree IBA;
- Aree EUAP;

3.4.3.1. Aree protette - EUAP e Rete Natura 2000

La classificazione delle aree naturali protette è stata definita dalla legge 394/91, che ha istituito l'Elenco ufficiale delle aree protette.

Attualmente è in vigore il **6° aggiornamento, approvato con Delibera della Conferenza Stato-Regioni del 17 dicembre 2009 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 125 del 31.05.2010.**

L'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP) è stilato, e periodicamente aggiornato, dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la Conservazione della Natura, e raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute.

Nell'EUAP vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai seguenti criteri:

- Esistenza di un provvedimento istitutivo formale (legge statale o regionale, provvedimento emesso da altro ente pubblico, atto contrattuale tra proprietario dell'area ed ente che la gestisce con finalità di salvaguardia dell'ambiente.) che disciplini la sua gestione e gli interventi ammissibili;



- Esistenza di una perimetrazione, documentata cartograficamente;
- Documentato valore naturalistico dell'area;
- Coerenza con le norme di salvaguardia previste dalla legge 394/91 (p.es. divieto di attività venatoria nell'area);
- Garanzie di gestione dell'area da parte di Enti, Consorzi o altri soggetti giuridici, pubblici o privati;
- Esistenza di un bilancio o provvedimento di finanziamento.

Le aree protette risultano essere così classificate:

- ✚ **Parchi nazionali:** sono costituiti da aree terrestri, marine, fluviali, o lacustri che contengano uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di interesse nazionale od internazionale per valori naturalistici, scientifici, culturali, estetici, educativi e ricreativi tali da giustificare l'intervento dello Stato per la loro conservazione. In Puglia sono presenti due parchi nazionali;
- ✚ **Parchi regionali:** sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacustri ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore ambientale e naturalistico, che costituiscano, nell'ambito di una o più regioni adiacenti, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali. In Puglia sono presenti quattro parchi regionali;
- ✚ **Riserve naturali statali e regionali:** sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacustri o marine che contengano una o più specie naturalisticamente rilevanti della fauna e della flora, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. In Puglia sono presenti 16 riserve statali e 4 riserve regionali;
- ✚ **Zone umide:** sono costituite da paludi, aree acquitrinose, torbiere oppure zone di acque naturali od artificiali, comprese zone di acqua marina la cui profondità non superi i sei metri (quando c'è bassa marea) che, per le loro caratteristiche, possano essere considerate di

importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar. In Puglia è presente una zona umida;

✚ **Aree marine protette:** sono costituite da tratti di mare, costieri e non, in cui le attività umane sono parzialmente o totalmente limitate. La tipologia di queste aree varia in base ai vincoli di protezione. In Puglia sono presenti 3 aree marine protette;

✚ **Altre aree protette:** sono aree che non rientrano nelle precedenti classificazioni. Ad esempio parchi suburbani, oasi delle associazioni ambientaliste, ecc. Possono essere a gestione pubblica o privata, con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti. In Puglia è presente un'area protetta rientrante in questa tipologia.

L'impianto oggetto di studio non rientra in alcuna Area Protetta, come si evince dalla sovrapposizione del layout di progetto con la cartografia di tali aree.

Infine è importante verificare **l'interferenza e/o vicinanza con le zone di protezione speciale e siti di importanza comunitaria**.

Nel 1992 gli Stati Membri dell'Unione Europea hanno approvato all'unanimità la Direttiva "Habitat" che promuove la protezione del patrimonio naturale della Comunità Europea (92/43/CEE).

Questa Direttiva è stata emanata per completare la Direttiva "Uccelli" che promuove la protezione degli uccelli selvatici fin dal 1979 (79/409/CEE).

Tale direttiva comunitaria disciplina le procedure per la costituzione della cosiddetta "**Rete Natura 2000**", il progetto che sta realizzando l'Unione Europea per "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri".

La direttiva, oltre a definire le modalità di individuazione dei siti, stabilisce una serie di norme, a cui ciascuno Stato Membro deve attenersi, riguardo le misure di conservazione e di gestione necessarie per il mantenimento dell'integrità strutturale e funzionale degli Habitat di ciascun sito.

Attualmente, il sistema nazionale delle aree naturali protette è classificabile come segue:

- Parchi Nazionali;
- Parchi naturali regionali e interregionali;



- Riserve naturali;
- Zone umide di interesse internazionale;
- Zone di protezione speciale (ZPS) ai sensi della direttiva 79/409/CEE – **"Direttiva Uccelli"**;
- Zone speciali di conservazione (ZSC), designate ai sensi della direttiva 92/43/CEE – **"Direttiva Habitat"**, tra cui rientrano i **Siti di importanza Comunitaria (SIC)**.

La Regione Puglia, con la legge regionale **n.19 del 24 luglio 1997 recante "Norme per l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette nella regione Puglia"**, ha ulteriormente specificato che i territori regionali sottoposti a tutela sono classificati come segue:

- parchi naturali regionali;
- riserve naturali regionali (integrali e orientate);
- parchi e riserve naturali regionali di interesse provinciale, metropolitano e locale;
- monumenti naturali;
- biotopi.

Il numero di Siti di Importanza Comunitaria in Puglia ammonta a 78; essi occupano una superficie terrestre pari a 393.637,6 ettari, corrispondenti al 20,34% della superficie regionale ed una superficie a mare di 74.535,5 ettari.

Le Zone di Protezione Speciale in Puglia sono 21 ed occupano una superficie terrestre che ammonta a 262.134 ettari, calcolata escludendo dalla somma le superfici delle ZPS che si sovrappongono e le superfici a mare delle ZPS corrispondenti al 13,54% della superficie regionale.

Con il programma scientifico Bioitaly, in Puglia, sono stati censiti nel 1995 n. 77 proposti Siti **d'Importanza Comunitaria (pSIC)** e, nel dicembre 1998, sono state individuate n. 16 **Zone di Protezione Speciale (ZPS)**.

Le aree protette terrestri istituite in Puglia occupano una superficie di 258.108,6 ettari, pari al 13,34% della superficie regionale a terra.



Esse sono suddivise in:

- 2 Parchi Nazionali; (188.586,5 ettari)
- 16 Riserve Naturali Statali; (11.183,6 ettari)
- 1 Parco Comunale;
- 12 Parchi Naturali Regionali; (54.711,5 ettari)

Come si è desunto dall'immagine, **le opere in progetto non interferiscono in maniera diretta con nessuna delle aree citate.**

In particolare la distanza minima delle opere in progetto dalle aree naturalistiche sopra elencate sarà:

- ✚ ZSC/ZPS "Murgia Alta" - IT9120007, con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN08, di circa 3,5 km;
- ✚ ZSC/ZPS "Area delle Gravine" - IT9130007, con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 600 m;
- ✚ ZSC/ZPS "Gravine di Matera" - IT9220135 - con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 600 m
- ✚ IBA 135 "Murge", con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN08, di circa 3 km;
- ✚ IBA 139 "Gravine" con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 300 m.
- ✚ Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine – EUAP0894 (compreso in ZSC/ZPS "Area delle Gravine" - IT9130007) con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 2,5 km;
- ✚ Parco Archeologico Storico Naturale Chiese Rupestri del Materano (della Murgia Materana) – EUAP0419 (compreso in "Gravine di Matera" - IT9220135) con una distanza dall'aerogeneratore più prossimo all'area, RIN01, di circa 3 km.

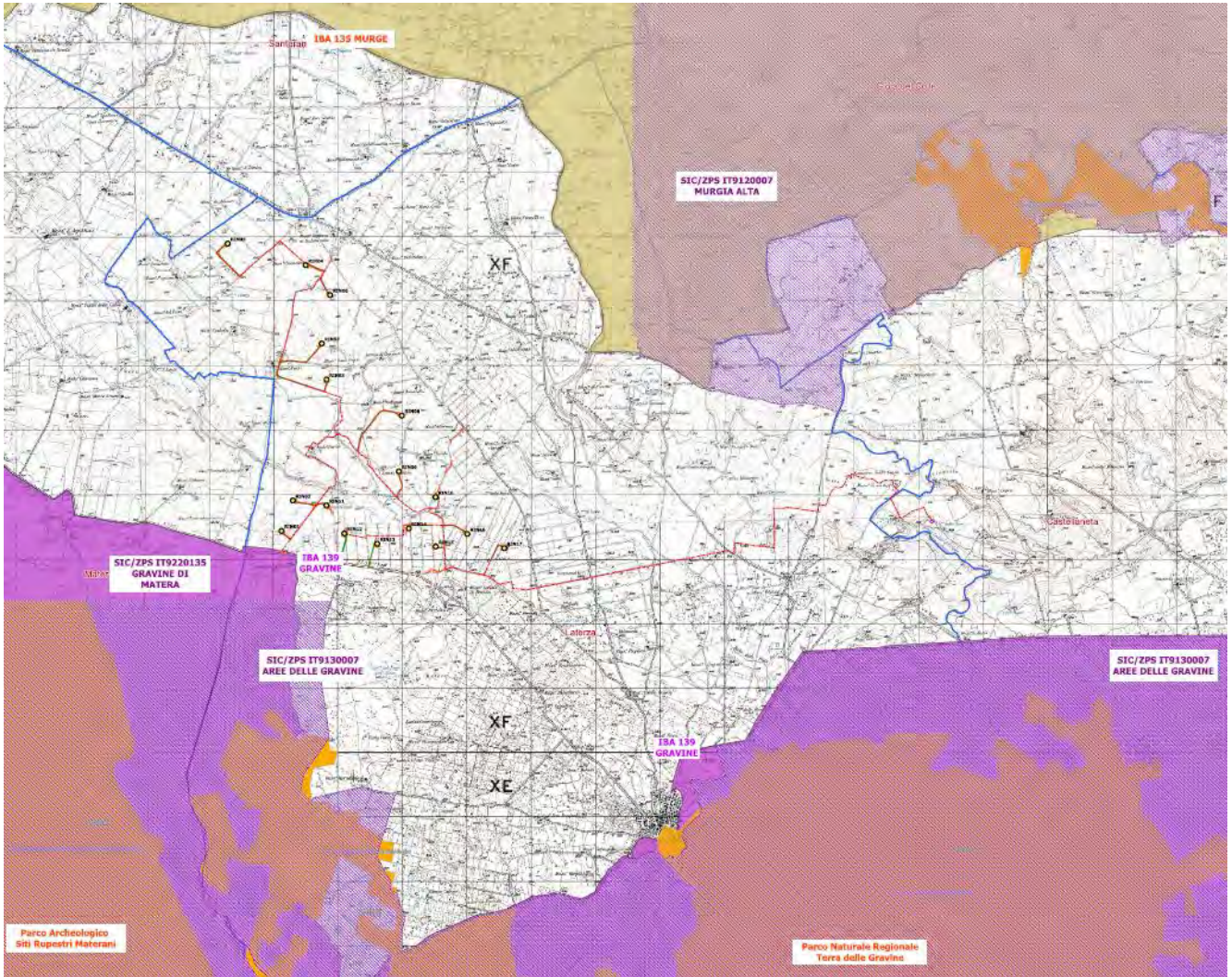


Figura 3-26: EUAP, SIC/ZSC, ZPS e IBA – Area vasta

Ai sensi del **REGOLAMENTO REGIONALE 22 dicembre 2008, n. 28 della Regione Puglia Modifiche e integrazioni al Regolamento Regionale 18 luglio 2008, n. 15, in recepimento dei "Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZCS) e Zone di Protezione Speciale (ZPS)" introdotti con D.M. 17 ottobre 2007**, in particolare all'**art. Articolo 5 Misure di conservazione per tutte le ZPS:**

"1. In tutte le ZPS è fatto divieto di: (...)

n) realizzare nuovi impianti eolici, ivi compresa un'area buffer di 200 metri. In un'area buffer di 5 km dalle ZPS e dalle IBA (Important Bird Areas) si richiede un parere di Valutazione di Incidenza ai fini

di meglio valutare gli impatti di tali impianti sulle rotte migratorie degli Uccelli di cui alla Direttiva 79/409. (...)"

Pertanto considerano che nell'area vasta (buffer 5000m) sono presenti aree ZPS o IBA, per cui **sarà attivata procedura di Valutazione di Incidenza Ambientale**.

Tra i siti ZPS e SIC su citati, solo IT9130007 – Aree delle Gravine è dotato di Piano di gestione, approvato con D.G.R. 2435 del 15 dicembre 2009.

3.4.4. Approfondimento tematico – Valutazione di Incidenza

Per tutti i contenuti e gli opportuni approfondimenti relativi all'Incidenza ambientale del progetto in oggetto sulle aree di Conservazione Natura 2000, si rimanda all'elaborato AM12_Valutazione di Incidenza Ambientale. Si riportano di seguito le conclusioni della stessa.

Dall'analisi integrata degli aspetti tecnico-impiantistici, biocenotici e di matrice fisica si può affermare che l'impatto provocato dalla realizzazione dell'impianto in progetto non modificherà sensibilmente gli equilibri attualmente esistenti, causando un allontanamento solo temporaneo della fauna più sensibile presente in zona, esclusivamente nella fase di cantiere.

Nello specifico:

- ❖ la realizzazione dell'impianto eolico in progetto non comporterà alterazioni strutturali, frammentazione e perdita di habitat;
- ❖ valutata l'esiguità delle superfici occupate dalle piazzole/aereogeneratori ad impianto realizzato, esclusivamente collocate in aree a vocazione agricola, non si evince incidenza e/o ripercussioni rispetto al conseguimento degli obiettivi di conservazione dei siti protetti interessati;
- ❖ le opere in progetto non sono potenzialmente incidenti, sia in fase di cantiere che in fase di esercizio sulla componente flora, fauna, habitat ed ecosistemi;
- ❖ in merito al rischio di impatto sulla fauna (avifauna e chiroterofauna) con gli aerogeneratori previsti dal progetto e della potenziale interferenza del progetto su di esse si ritiene che tale incidenza sia da considerarsi poco significativa anche in relazione all'arrangiamento spaziale delle stesse torri.

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
e relative opere di connessione alla R.T.N.*

In relazione all'attuazioni di specifiche misure di mitigazione atte a ridurre ulteriormente i potenziali impatti si ritiene che il progetto non comporterà un'incidenza negativa significativa sull'integrità dei siti della Rete Natura 2000.



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 82 di 420

3.5. Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare

Nel presente paragrafo vengono analizzati gli aspetti relativi alla componente suolo e patrimonio agroalimentare **relativamente all'area** vasta di interesse.

Inquadramento agronomico e colturale

Il paesaggio rurale dell'intera area interessata al progetto è quello tipico dell'Alta Murgia" ossia un territorio pianeggiante caratterizzato dal rilievo morfologico dell'altopiano e dalla prevalenza di vaste superfici a pascolo e a seminativo.

I lembi di terra interessati all'installazione dei 17 aereogeneratori risultano, infatti, per la maggior parte coltivati a seminativo e nello specifico a frumento. Il frumento è una pianta appartenente alla famiglia delle Graminaceae o Poaceae; il culmo del frumento raggiunge un'altezza variabile, tale caratteristica è importante in quanto è inversamente correlata con la resistenza all'azione del vento, delle piogge che tenderebbero a piegarlo.

L'altezza medie delle varietà attualmente coltivate è pari a 70-80 cm, mentre le varietà più antiche potevano raggiungere i 150 cm. Spiga lateralmente compressa, glume carenate fino alla base e glumelle inferiori terminanti sempre con una resta molto lunga e spesso pigmentata, cariosside assai grossa (45-60 mg), ultimo internodo pieno, per cui il culmo sotto la spiga è resistente allo schiacciamento. E' una coltura adatta agli ambienti aridi e caldi e predilige terreni dotati di buona capacità idrica.

Non sono presenti, nella zona progettuale e nell'areale di progetto, oliveti considerati monumentali ai sensi della L.R. 14/2007.

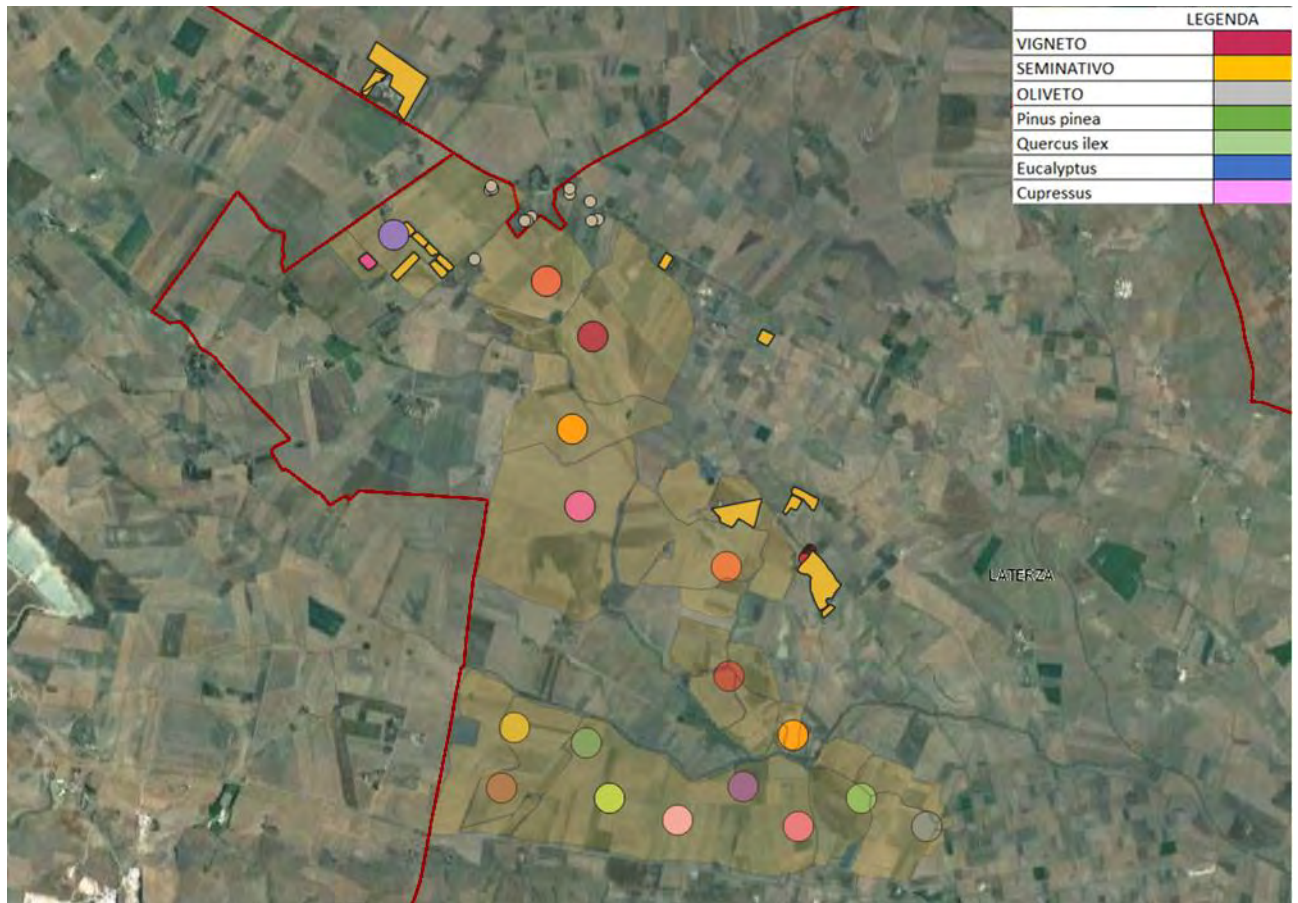


Figura 3-27: Analisi Paesaggio

Per ciò che concerne la totalità degli appezzamenti presi in esame e destinati al futuro impianto eolico è stato possibile constatare che si tratta di particelle prive di recinzioni perimetrali quali potrebbero essere muretti a secco, reti, siepi o alberature in genere.

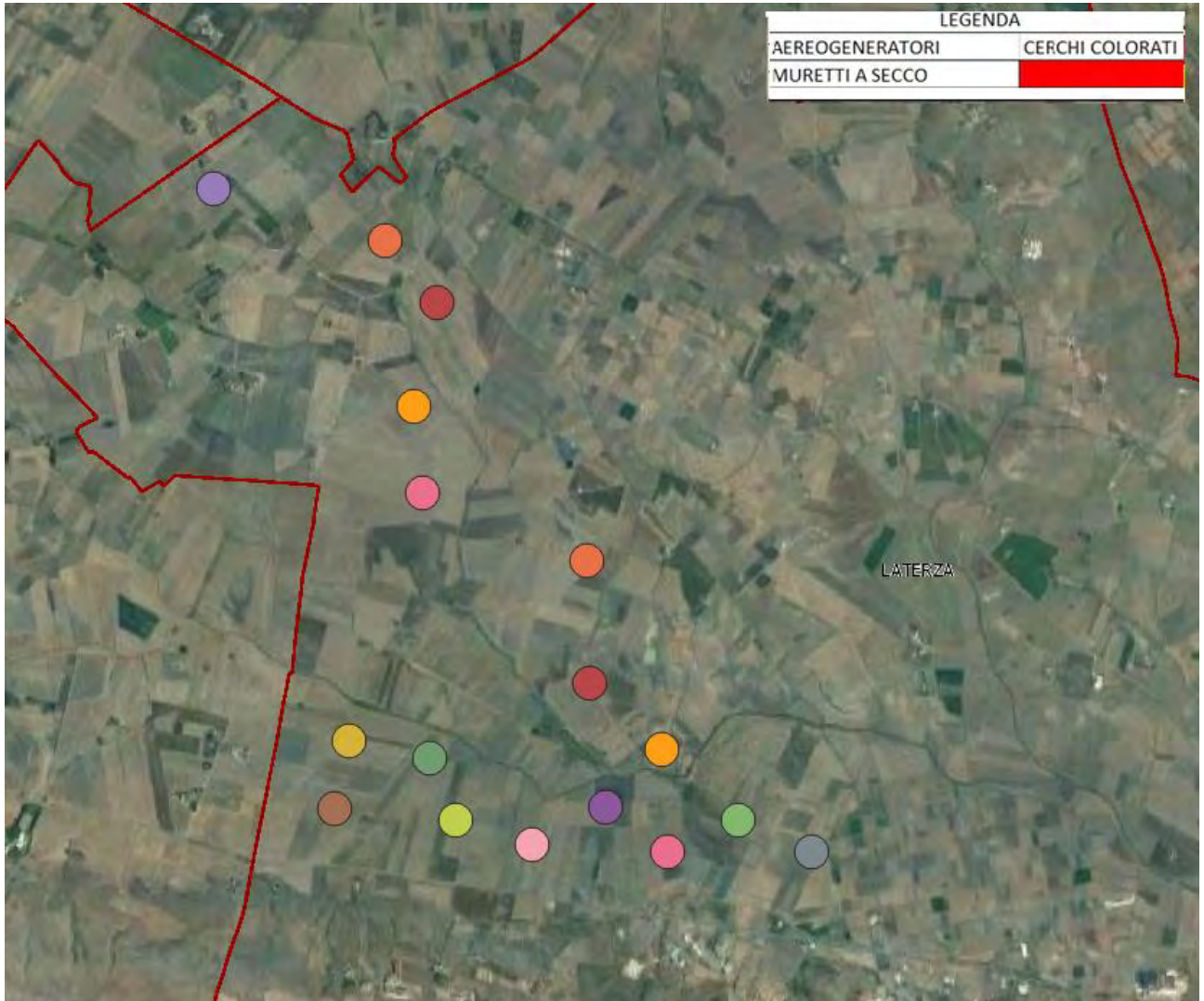


Figura 3-28: Presenza muretti a secco

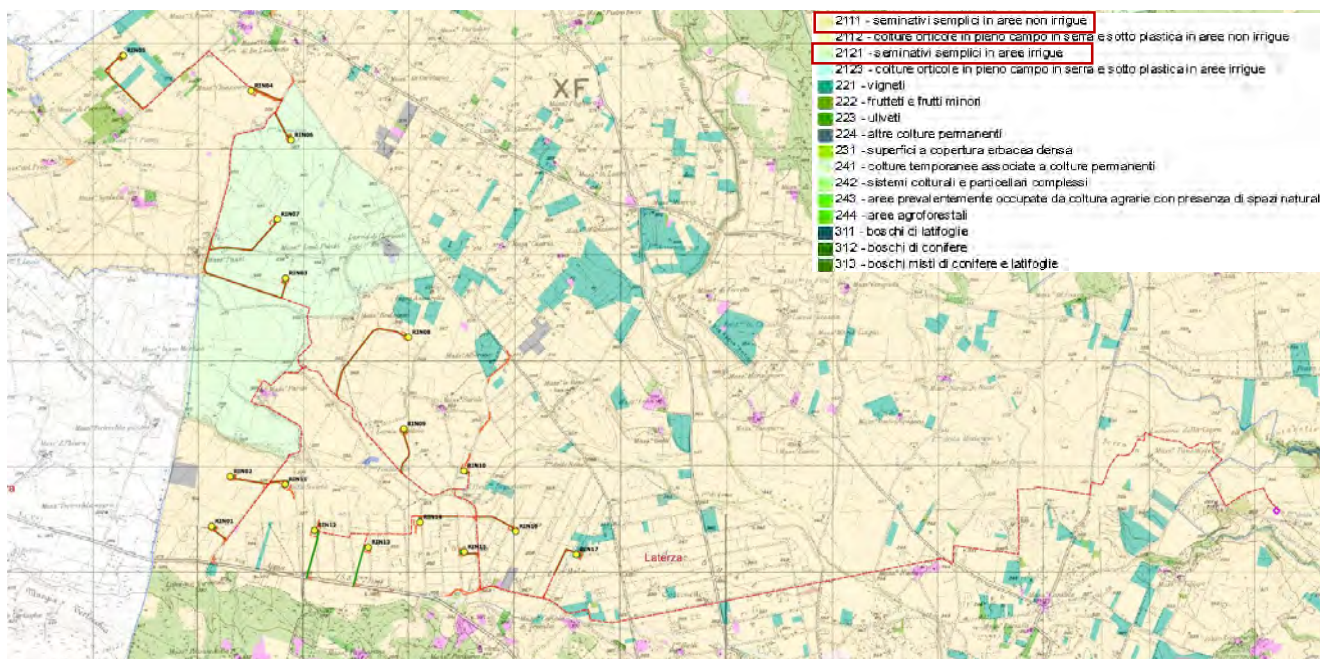


Figura 3-29: Stralcio della Carta Uso del Suolo (Tav. 13)

Come si evince dalla Carta d'uso del suolo che gli aerogeneratori RIN06-07-03 sono collocati in un'area a destinazione "seminativi semplici in aree irrigue" (cod. 2.1.2.1.), la turbina RIN17 è collocata in un'area indicata a "vigneto" ma che, da sopralluogo, risulta seminativo, mentre tutte le restanti turbine sono collocate in un'area a destinazione "seminativi semplici in aree non irrigue" (cod. 2.1.1.1).

Descrizione area turbine RIN01 e RIN02

Le superfici che si intendono utilizzare per le turbine denominate RIN01 e RIN02 ricadono al foglio 27 del catasto territoriale del comune di Laterza. La turbina RIN01 interessa le particelle 8 e 18 mentre la RIN02 la particella 33. Dal sopralluogo effettuato è stato possibile constatare che sono, nella loro totalità attualmente destinate a seminativo; per tale motivo su di esse non è stata riscontrata la presenza di specie arboree a solo poche specie erbacee spontanee sulle linee di confine.

Tutte le particelle limitrofe sono risultate incolte o destinate anch'esse a seminativo. nelle vicinanze è stato possibile constatare la presenza di un piccolo impianto agrivoltaico.

PPTR Approvato

Sistema Informativo Territoriale - Regione Puglia – 02/03/2023

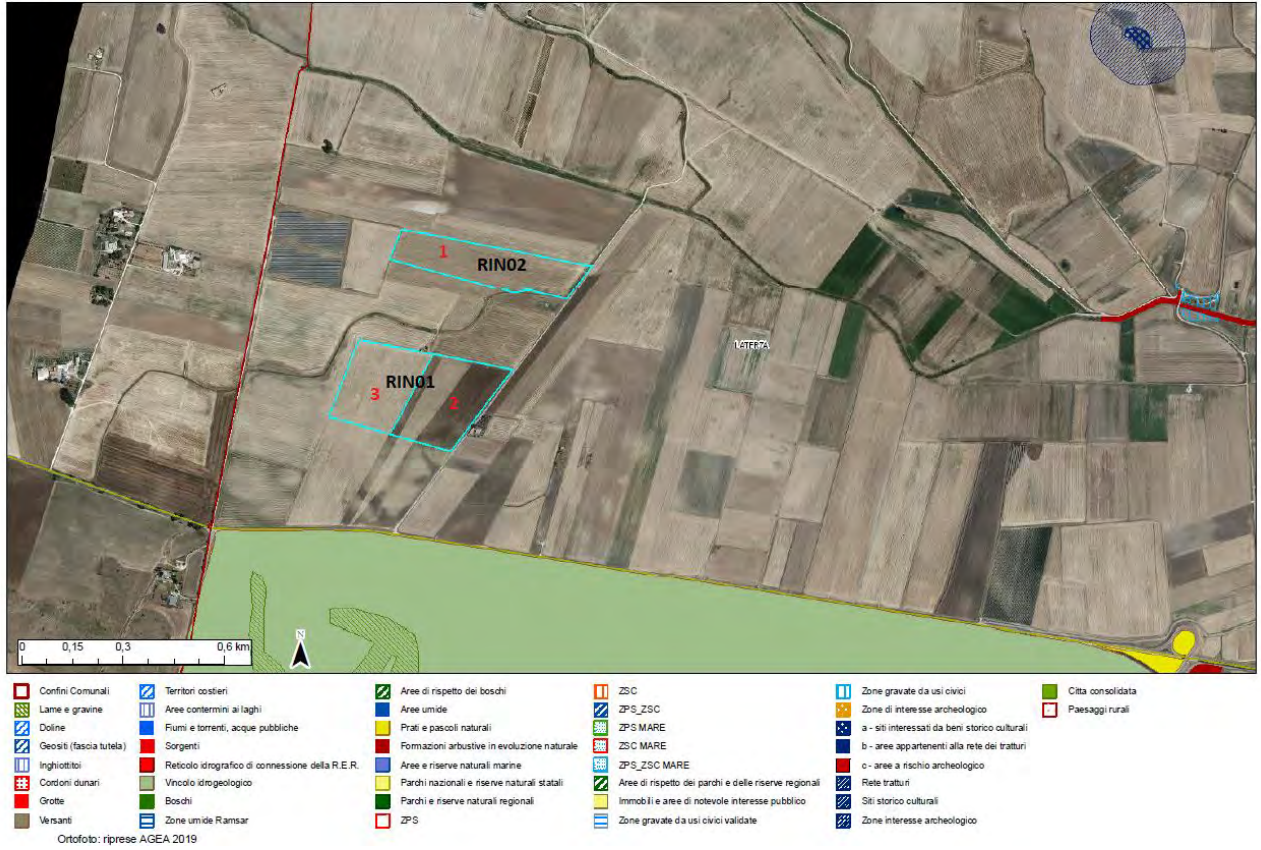


Figura 3-30: punti di cattura foto turbine RIN01-RIN02



Foto 1



Foto 2



Foto 3

Descrizione area turbina RIN03

L'area prevista per l'aereogeneratore denominato RIN03 è riportata al catasto territoriale del comune di Laterza al foglio 8 p.lla 137. Tale particella è destinata alla coltivazione di seminativi; l'ambiente circostante è caratterizzato da terreni incolti o comunque destinati a futuri seminativi. La particella oggetto di studio è facilmente raggiungibile da strade in terra battuta, la maggior parte delle quali probabilmente createsi a seguito dei mezzi meccanici impiegati per la conduzione dei terreni circostanti.

PPTR Approvato

Sistema Informativo Territoriale - Regione Puglia -- 02/03/2023

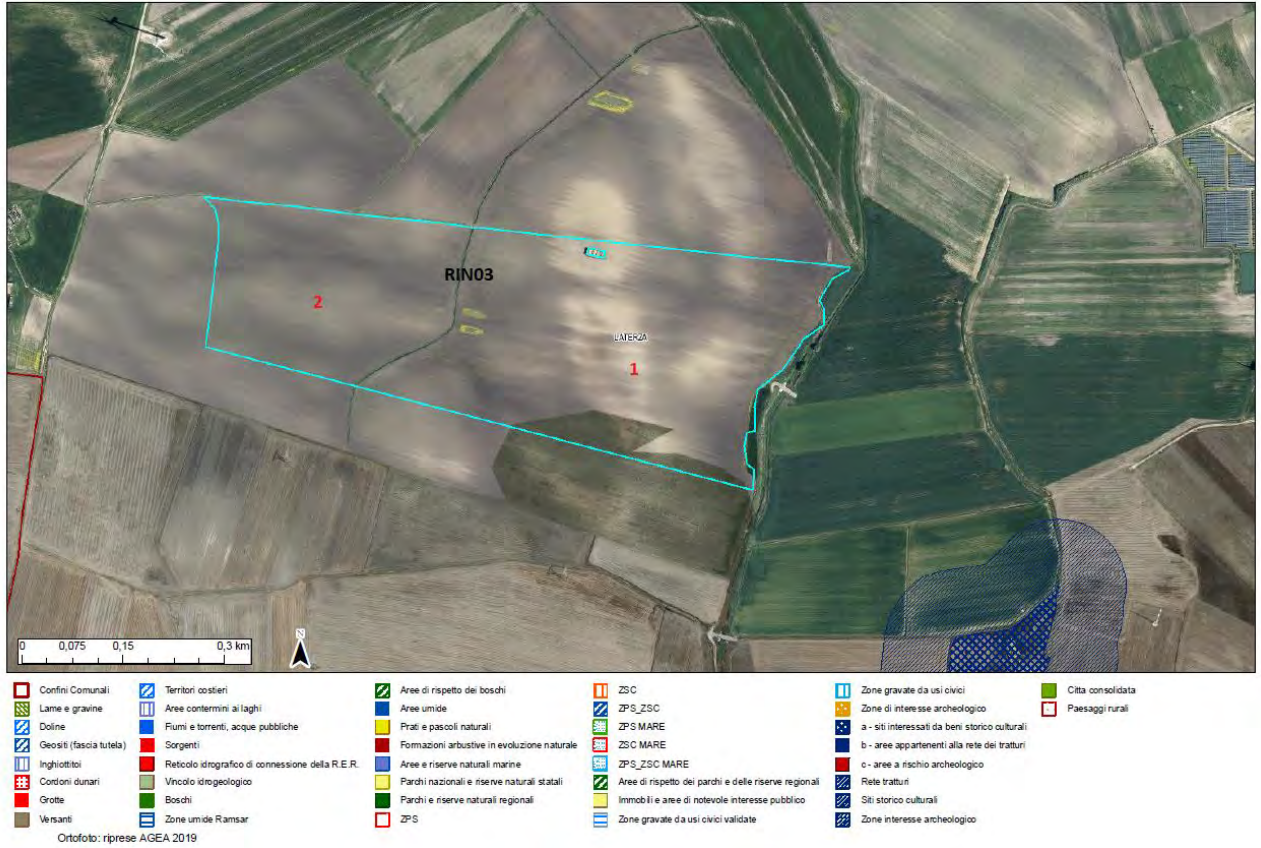


Figura 3-31: punti di cattura foto turbine RIN03



Foto 1



Foto 2

Descrizione area aereogeneratore RIN04- RIN05

Le aree previste per l'installazione delle turbine denominate RIN04- RIN05 ricadono sul foglio 1 del comune di Laterza. Tali aree risultano attualmente destinate a seminativo. Sulle particelle interessate dalla turbina RIN04 è emersa la presenza di vecchi fabbricati, nelle loro immediate vicinanze è stata riscontrata la presenza di diverse specie erbacee e poche specie arboree quali:

- Fico
- Olivastro
- Pino

La maggior parte delle particelle circostanti rispecchiano la situazione delle particelle oggetto di studio, seminativi e poche specie arboree spontanee. Due delle particelle confinanti con l'area interessata dalla turbina RIN05, nello specifico la 56 e la 46, risultano invece destinate rispettivamente alla coltivazione di vigneto e varie specie arboree da frutto. Il sito oggetto di studio è facilmente raggiungibile grazie alla presenza di strade provinciali, quali la SP17 e SP22 e stradine interpoderali.

PPTR Approvato

Sistema Informativo Territoriale - Regione Puglia – 04/04/2023

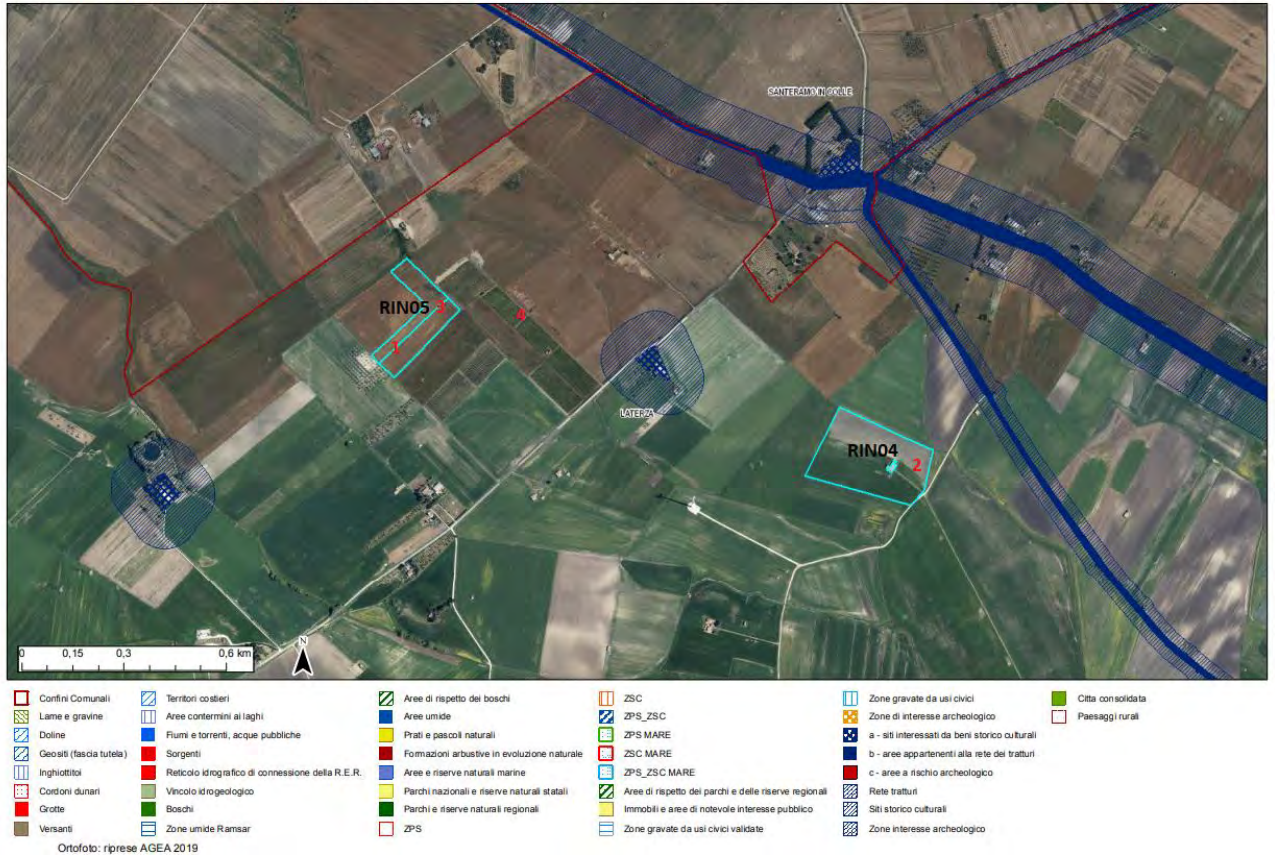


Figura 3-32: punti di cattura foto turbine RIN04-RIN05



Foto 1



Foto 2



Foto 3



Foto 4

Descrizione area aereogeneratore RIN06- RIN07

L'ubicazione delle turbine denominate RIN06 e RIN07 è prevista nel comune di Laterza, in un'area catastalmente identificata dal fg. 9 p.lla 1 e fg. 8 p.lla 124.

Tali particelle sono destinate a seminativo, raggiungibili tramite la S.P. 17 e stradine in terra battuta alcune delle quali, probabilmente, createsi a seguito dei numerosi passaggi con auto e mezzi impiegati per la lavorazione dei terreni circostanti. Su di esse non è stata riscontrata alcuna presenza di specie arboree ma solo poche erbacee spontanee.

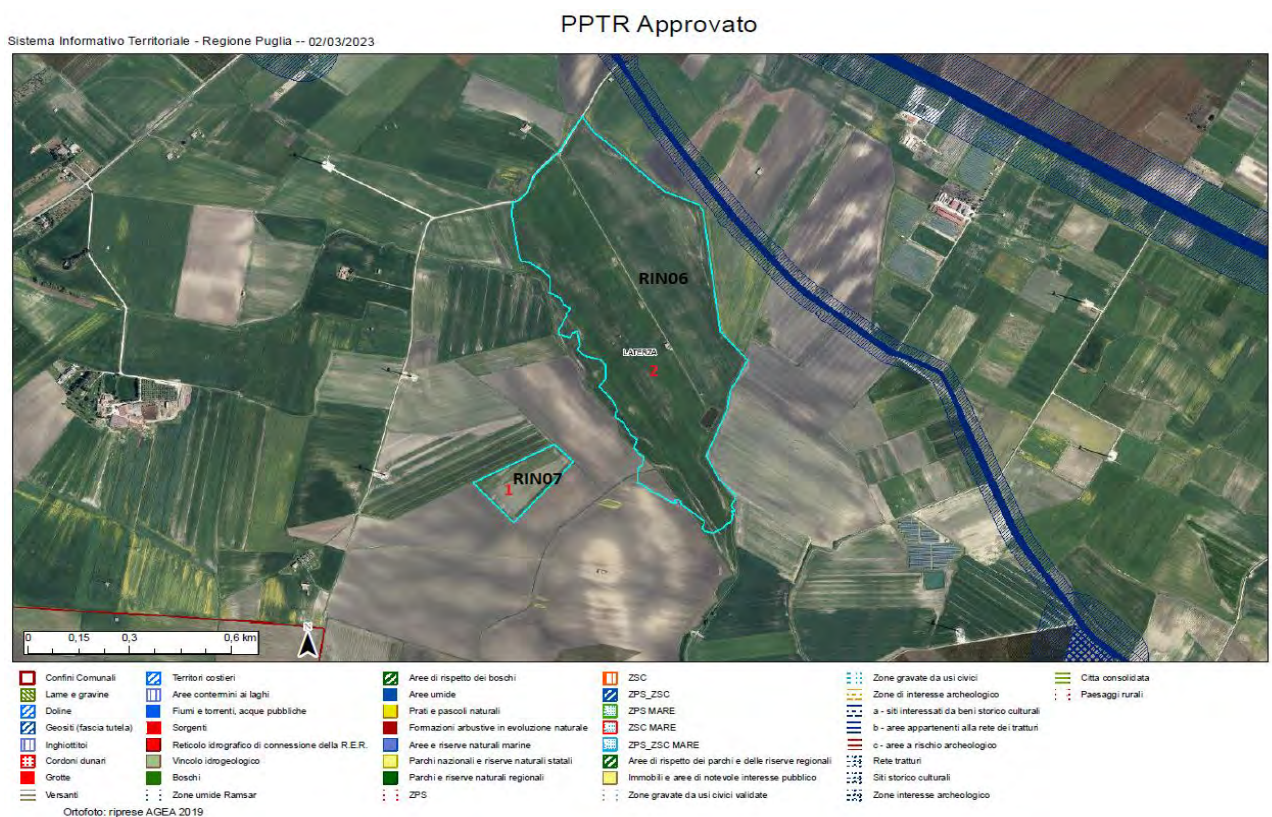


Figura 3-33: punti di cattura foto turbine RIN06-RIN07



Foto 1



Foto 2

Descrizione area aereogeneratore RIN08-RIN09-RIN10

Le aree interessate dalle turbine RIN08-RIN09-RIN10 ricadono nei fogli 19-29-30 del catasto territoriale del comune di Laterza. I fogli 19 e 30 sono interessati, come si può evincere dal piano paesaggistico territoriale (PPTR), da alcuni vincoli. Gli stessi risultano distanti dal sito di installazione delle turbine. Le particelle sono risultate destinate a seminativo così come lo sono le particelle dell'area circostante.



Figura 3-34: punti di cattura foto turbine RIN08-RIN09-RIN10



Foto 1



Foto 2



Foto 3



Foto 4

Descrizione area aereogeneratore RIN11-RIN12

Le aree interessate dalle turbine RIN11-RIN12 ricadono entrambe sul foglio 28 del catasto territoriale del comune di Laterza. Le particelle sono risultate destinate a seminativo così come lo sono la maggior parte delle particelle circostanti. Su tali particelle, lungo il perimetro è stata riscontrata la presenza di poche specie erbacee spontanee.

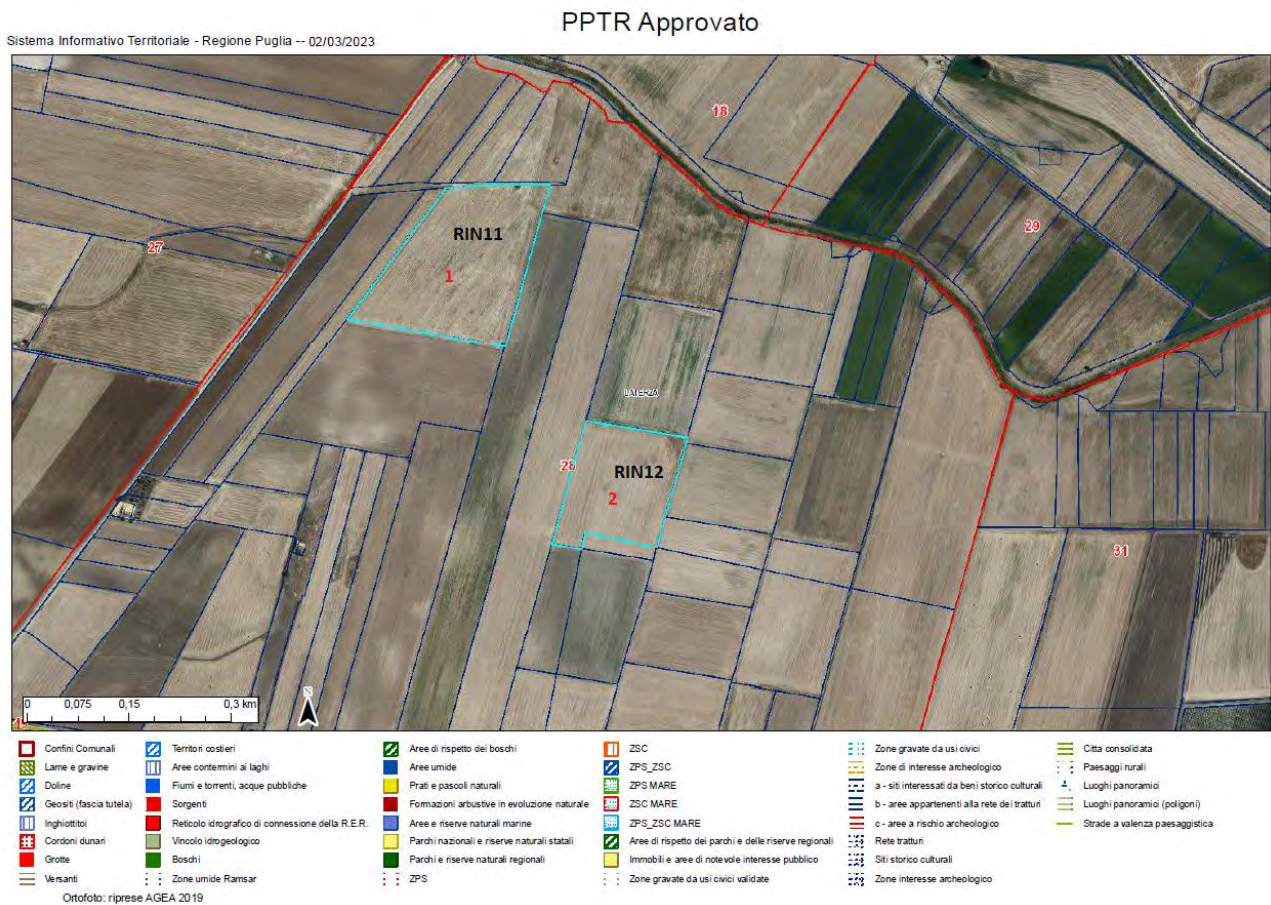


Figura 3-35: punti di cattura foto turbine RIN11-RIN12



Foto 1



Foto 2

Descrizione area aereogeneratore RIN13-14-15-16-17

Le particelle interessate dalle turbine RIN13-RIN14-RIN15-RIN16-RIN17 ricadono nella totalità sul foglio 31 del catasto territoriale del comune di Laterza. Le particelle sono risultate destinate a seminativo così come lo sono la maggior parte delle particelle circostanti motivo per cui anche nelle immediate vicinanze non è stata riscontrata la presenza di alberature o colture di pregio. Su tali particelle, lungo la fascia parafulco è stata riscontrata la presenza di poche specie erbacee spontanee.

PPTR Approvato

Sistema Informativo Territoriale - Regione Puglia -- 07/03/2023

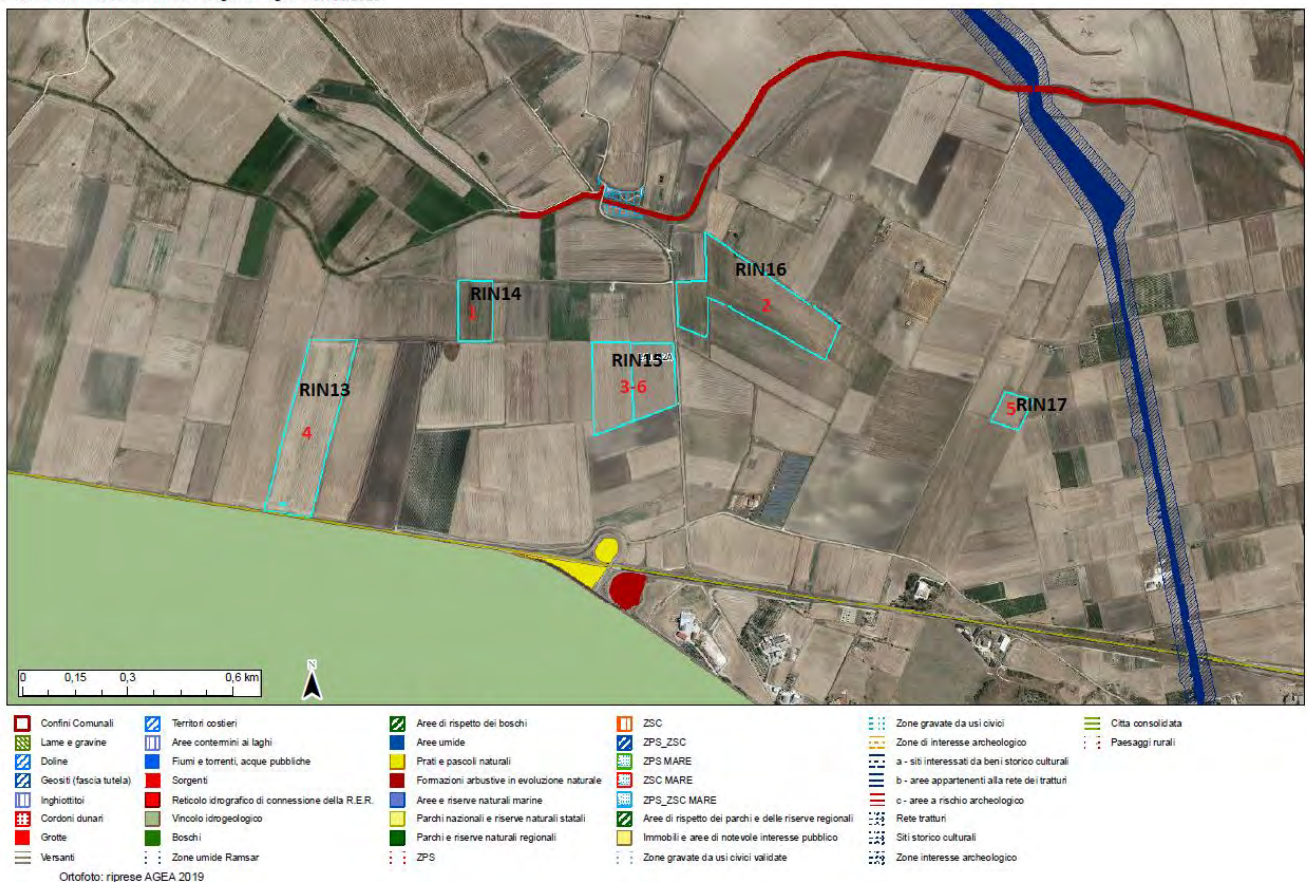


Figura 3-36: punti di cattura foto turbine RIN13-RIN14-RIN15-RIN16-RIN17



Foto 1



Foto 2



Foto 3



Foto 4



Foto 5



Foto 6

Descrizione area stazione elettrica

L'installazione della stazione elettrica centrale è stata prevista su un terreno ricadente in agro di Castellaneta e riportato al catasto territoriale al fg. 17 p.lle 10-11. Tali particelle, di forma pressoché irregolare, sono destinate nella loro totalità a seminativo. Le particelle circostanti sono in maggior numero destinate anch'esse a seminativo mentre altre risultano attualmente incolte. Nell'area interessata da tali particelle non è stata riscontrata la presenza di alcuna specie arborea.



Figura 3-37: punti di cattura foto SEU



Figura 3-38: Foto 1 - Area destinata al seminativo



Figura 3-39: Analisi Paesaggio stazione elettrica e suo "intorno".

3.6. Geologia e acque

3.6.1. Geologia

Così come riportato nell'allegato PR03 – Relazione Geologica, documento di progetto, redatto in ottemperanza alla vigente normativa sui terreni di fondazione, al quale si rimanda per una consultazione di maggior dettaglio, il sito dove avranno sede gli aerogeneratori compreso nel Foglio n. 189 e 201 della Carta Geologica d'Italia e si sviluppa a quote variabili dai 350 ai 380 m sul livello del mare.

E' stato realizzato un rilevamento geologico speditivo nell'area in esame, ubicato a circa 3,7 km a nord-ovest del comune di Laterza (TA). I risultati sono stati cartografati nella Carta Geologica allegata al presente studio, in cui si è ritenuto opportuno evidenziare le caratteristiche litologiche delle Formazioni rocciose.

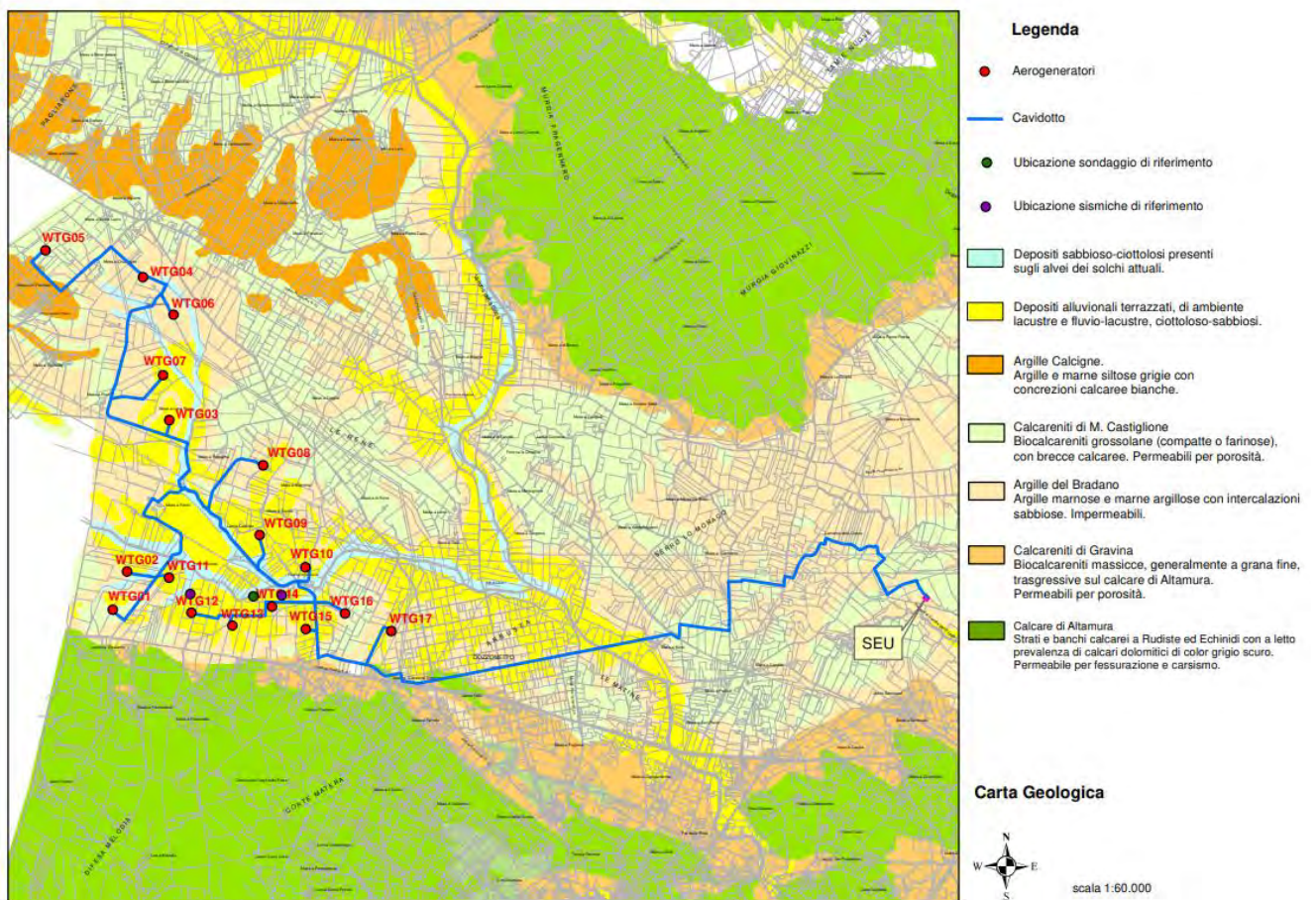


Figura 3-40: Stralcio Carta Geologica – Foglio 189 e 201

Dal punto di vista geologico tutto il territorio è caratterizzato da un potente basamento carbonatico cretaceo (riferibile al "Calcarea di Altamura") sul quale poggia in trasgressione una sequenza sedimentaria marina plio - pleistocenica ("Calcarenite di Gravina", "Argille subappennine", "Calcarenite di M. Castiglione") su cui, durante il ritiro del mare presso le attuali coste, si sono accumulati depositi terrazzati, marini e continentali.

In particolare, vengono riconosciute, dal basso verso l'alto, le seguenti unità litostratigrafiche, dalla più antica alla più recente:

- ❖ Calcarea di Altamura;
- ❖ Calcareniti di Gravina;
- ❖ Argille sub-appennine;
- ❖ Unità delle "Calcareniti di M. Castiglione";
- ❖ Depositi Marini Terrazzati;
- ❖ Depositi attuali e recenti.

Dal punto di vista morfologico il rilevamento geologico di superficie eseguito nell'area di studio, ha evidenziato come le evoluzioni tettonico-sedimentarie, hanno condizionato, o meglio segnato i caratteri morfologici del territorio.

L'area, nel suo complesso, può essere distinta in due zone con caratteristiche morfologiche differenti fra loro: una zona legata al dominio del tavolato Murgiano, a Nord, ed una zona collinosa interna.

L'altopiano murgiano si presenta allungato da NO a SE e non raggiunge quote molto elevate. La superficie è in genere debolmente ondulata mentre sui suoi margini, a quote via via decrescenti, sono riconoscibili alcuni riplani, probabilmente corrispondenti a superfici di abrasione, delimitati da scarpate.

La zona collinosa interna, invece, è caratterizzata da una serie di rilievi collinari di tipo tabulare con superfici sommitali che si aggirano intorno ai 450 – 480 m sul livello del mare, in genere allungati da Nord-Ovest a Sud-Est.

Gli effetti dell'erosione appaiono differenziati in rapporto alle unità litologiche affioranti; generalmente le parti elevate dei rilievi sono costituite da conglomerati e da sabbie, mentre sui versanti affiorano le Argille subappennine.

Nei bacini del Fiume Bradano e del Fiume Basento, lungo i fianchi dei rilievi, si osservano serie di lembi di superfici pianeggianti disposte a gradinata e corrispondenti a terrazzi orografici e alluvionali di diverse età. I terrazzi più alti sono situati a circa 400 m di quota, quelli medi sui 300, gli inferiori intorno ai 200 m.

In virtù di quanto rilevato **nella relazione Geologica (cfr. allegato PR03), è possibile affermare che la realizzazione del progetto di che trattasi non andrà ad interferire con l'attuale stato di equilibrio dei luoghi e, quindi, assolutamente sarà ininfluenza sul grado di pericolosità/rischio idrogeologico delle aree attraversate che, comunque, si presentano stabili.**

3.6.2. Acque

Dal punto di **vista idrografico** si rileva che anch'essa risulta condizionata dai vari tipi di permeabilità dei terreni affioranti. Infatti il reticolo idrografico superficiale risulta più significativo e gerarchizzato in corrispondenza degli areali caratterizzati da una minore permeabilità che limita di fatto **l'infiltrazione nel sottosuolo** (zona di piana costiera-alluvionale); di contro, ove questa è più attiva per una maggiore permeabilità del sottosuolo, si ha una idrografia superficiale meno sviluppata, caratterizzata dalla presenza di profonde incisioni carsiche (gravine), ove si verificano episodici ruscellamenti solo in occasione di intense precipitazioni (zone interne corrispondenti con gli affioramenti carbonatici).

Infatti, il territorio in esame è interessato da una **rete idrografica** abbastanza sviluppata soprattutto in corrispondenza degli affioramenti sabbioso-conglomeratici e limoso-argillosi costituenti la serie dei Depositi Marini Terrazzati post-calabrianici.

Esso è posto nel bacino idrografico dell'arco ionico, nella zona occidentale della provincia di Taranto. Nella fascia pedemontana il territorio, caratterizzato dagli affioramenti carbonatici, risulta inciso da solchi erosivi, di norma asciutti; solo in occasioni di intense precipitazioni si attivano brevi ruscellamenti.

Dal punto di **vista idrogeologico** in relazione ai tipi di permeabilità che caratterizzano i terreni costituenti **l'assetto litostratigrafico del territorio di Laterza è possibile distinguere due acquiferi**, sovrapposti e separati, entro i quali si esplica la circolazione idrica sotterranea.

Uno di tipo carsico, profondo, che ha sede nel basamento calcareo-dolomitico, permeabile per fratturazione e carsismo, caratterizzato da notevole potenzialità e spessore.



Un secondo acquifero, di tipo superficiale, localizzato nei depositi sabbiosi e conglomeratici calabriani e post-calabriani, permeabili per porosità, sostenuta dal complesso argilloso impermeabile.

L'acquifero profondo afferisce all'estesa Unità Idrogeologica della Murgia, da cui trae alimentazione e si estende fino alla costa. La falda ospitata galleggia sull'acqua di ingressione marina e l'acquifero risulta delimitato superiormente dal letto delle argille subappennine, che concorrono a tenere in pressione la falda solo in corrispondenza di tale copertura. La profondità di rinvenimento della falda **profonda varia in relazione all'altitudine dei luoghi (da più di 200 m nella zona settentrionale a pochi metri nella fascia costiera)**. Infatti dalla visione della Tav. 6.2 del P.T.A. e da freatimetrie locali, nell'area oggetto di indagine il livello di falda di base è ubicato indicativamente a circa 50 m da p.c. quindi ben oltre i 300 m da p.c.. I dati al momento disponibili non mostrano l'esistenza di falde superficiali.

L'acquifero superficiale trae, invece, alimentazione dagli apporti meteorici ricadenti sugli stessi affioramenti sabbioso-conglomeratici, entro cui ha sede e, per questa ragione (area di alimentazione poco estesa, che limita la naturale ricarica), la sua potenzialità è piuttosto modesta e la sua circolazione è blanda, di norma a pelo libero, orientata verso le incisioni morfologiche.

La profondità di rinvenimento varia sensibilmente tra circa 15-20 m a nord fino a oltre 100 m dal p.c. più a sud, in funzione della quota di rinvenimento del tetto impermeabile del complesso argilloso, da cui è sostenuta.



Figura 3-41: Stralcio della carta della distribuzione media dei carichi piezometrici degli acquiferi carsici della Murgia e del Salento

I paragrafi seguenti individuano la pianificazione, la programmazione di settore vigente in Regione Puglia e la caratteristiche idrologiche degli acquiferi.

Lo Scrivente intende quindi descrivere i rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori, evidenziando:

- le eventuali modificazioni intervenute con riguardo alle ipotesi di sviluppo assunte a base delle pianificazioni;

- gli interventi connessi, complementari o a servizio rispetto a quello proposto, con le eventuali previsioni temporali di realizzazione.

In particolare, nei paragrafi successivi, sono analizzati:

- ✚ Piano di Assetto Idrogeologico;
- ✚ Piano Gestione Rischio Alluvione (PGRA);
- ✚ Piano di Tutela delle Acque

3.6.2.1. Piano di assetto idrogeologico

La Legge n. 183/1989 sulla difesa del suolo ha stabilito che il bacino idrografico, inteso come "il territorio dal quale le acque pluviali o di fusione delle nevi e dei ghiacciai, defluendo in superficie, si raccolgono in un determinato corso d'acqua direttamente o a mezzo di affluenti, nonché il territorio che può essere allagato dalle acque del medesimo corso d'acqua, ivi compresi i suoi rami terminali con le foci in mare ed il litorale marittimo prospiciente".

Strumento di gestione del bacino idrografico è il Piano di Bacino che si configura quale strumento di carattere "conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, difesa e valorizzazione del suolo e alla corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato".

Il Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia è stato adottato dal Consiglio Istituzionale dell'Autorità d'Ambito il 15 dicembre 2004; sono tuttora in fase di istruttoria le numerosissime proposte di modifica formulate da comuni, province e privati.

In particolare, l'ultimo aggiornamento preso in considerazione per le verifiche di compatibilità con il PAI fa riferimento alla Delibera del Comitato Istituzionale del 13/6/2011, pubblicata sul sito web in data 15/07/2014.

Il P.A.I. adottato dalla Regione Puglia ha le seguenti finalità:

- la sistemazione, la conservazione ed il recupero del suolo nei bacini imbriferi, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico – forestali, idraulico – agrari compatibili con i criteri di recupero naturalistico;

- la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto;
- il riordino del vincolo idrogeologico;
- **la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d'acqua;**
- lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.

La determinazione più rilevante ai fini dell'uso del territorio è senza dubbio l'individuazione delle Aree a Pericolosità Idraulica ed a Rischio Idrogeologico.

In funzione del regime pluviometrico e delle caratteristiche morfologiche del territorio, il Piano individua differenti regimi di tutela per le seguenti aree:

- **Aree a alta probabilità di inondazione (AP)** ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) inferiore a 30 anni;
- **Aree a media probabilità di inondazione (MP)** ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 30 anni e 200 anni;
- **Aree a bassa probabilità di inondazione (BP)** ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 200 anni e 500 anni;

Per quanto concerne le aree a Rischio Idrogeologico (R), definito come l'entità del danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento calamitoso in un intervallo di tempo definito e in una data area. Il Piano individua quattro differenti classi di rischio ad entità crescente:

- **moderato R1:** per il quale i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali;
- **medio R2:** per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;

- **elevato R3:** per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;
- **molto elevato R4:** per il quale sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione di attività socioeconomiche.

Inoltre, il territorio è stato inoltre suddiviso in tre fasce a Pericolosità Geomorfologica crescente:

- **PG1** aree a suscettibilità da frana bassa e media (pericolosità geomorfologia media e bassa);
- **PG2** aree a suscettibilità da frana alta (pericolosità geomorfologia elevata);
- **PG3** aree a suscettibilità da frana molto alta (pericolosità geomorfologia molto elevata).

Le aree PG1 si riscontrano in corrispondenza di depositi alluvionali (terrazzi, letti fluviali, piane di esondazione) o di aree morfologicamente spianate (paleosuperfici). Versanti più o meno acclivi (a secondo della litologia affiorante), creste strette ed allungate, solchi di erosione ed in genere tutte quelle situazioni in cui si riscontrano bruschi salti di acclività, sono aree PG2. Le PG3 comprendono tutte le aree già coinvolte da un fenomeno di dissesto franoso.

Attraverso l'analisi delle ultime perimetrazioni del PAI (aggiornate con delibere del Comitato Istituzionale del 19/11/2019) su cartografia ufficiale consultabile in modo interattivo tramite il WebGIS dell'AdB Puglia è possibile verificare che **il sito di interesse non rientra nelle aree classificate a pericolosità idraulica.**

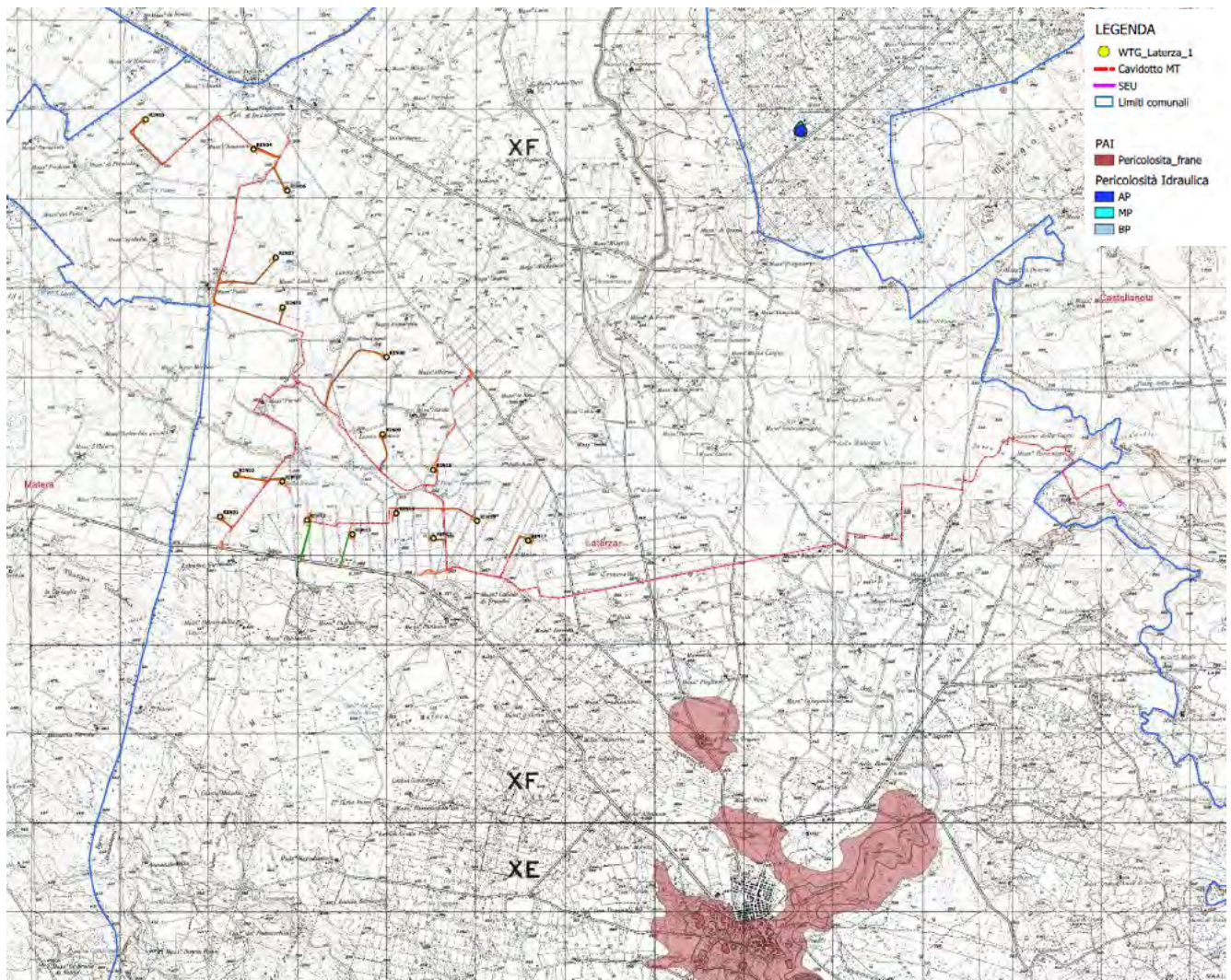


Figura 3-42: Perimetrazioni PAI nell'area delle turbine

Dall'immagine precedente si evince che nell'area di impianto delle turbine le aree individuate dal PAI sono sporadiche e di limitate dimensioni. Nessun elemento del progetto in oggetto interferisce con tali aree, anche il tracciato del cavidotto interrato, che dalla cabina di raccolta arriva alla Stazione Elettrica Utente, non ha alcuna interferenza con tali aree (cfr. Allegato grafico AM00_tav 8.1)

Per quanto concerne l'idrografia superficiale nell'area di progetto si è consultata la Carta idrogeomorfologica della Puglia.

Dalla sovrapposizione dell'area di interesse sulla Carta idrogeomorfologica si rilevano numerose interferenze con le aste idrografiche.

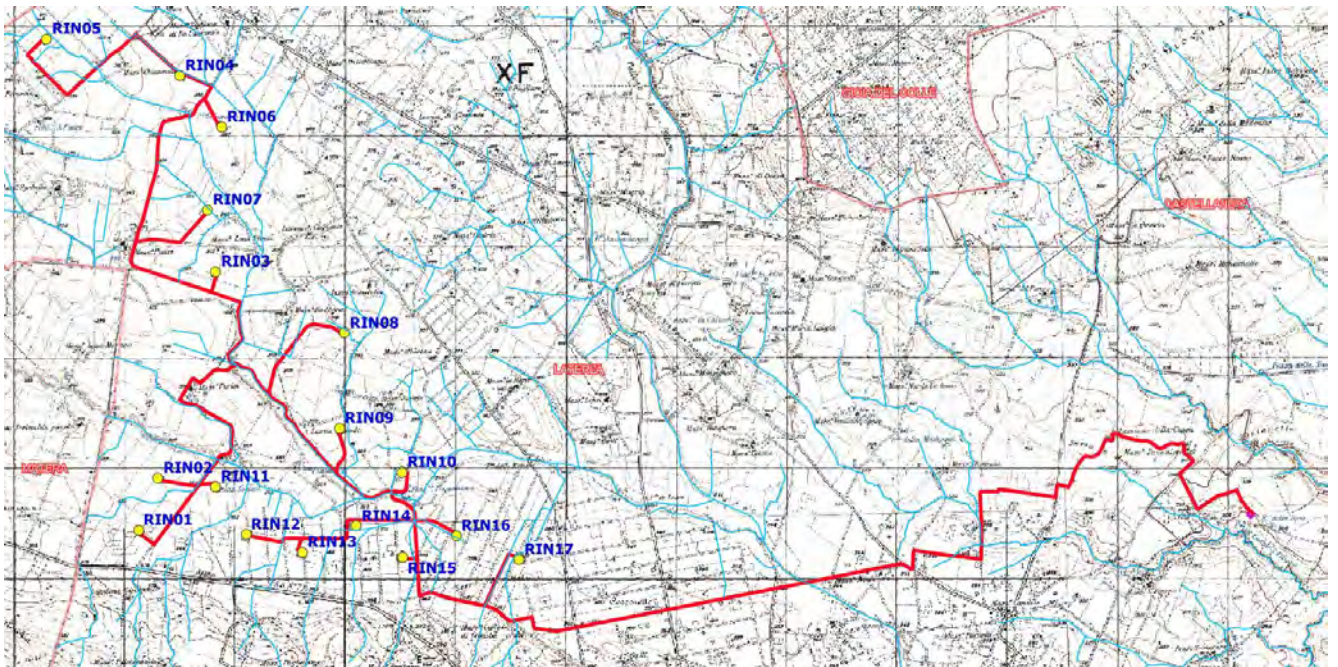


Figure 1 Area di intervento su carta Idrogeomorfologica

Come più dettagliatamente si dirà di seguito, nell'area di intervento le turbine identificate con le sigle RIN 2, RIN 4, RIN 5, RIN 7, RIN 8, RIN 9, RIN 10, RIN 11, RIN 14, RIN 15, RIN 16 e RIN 17 ricadono nella fascia di rispetto di corsi d'acqua segnalati sulla cartografia dell'idrologia superficiale. Inoltre nello studio in narrativa sono state analizzate n.32 intersezioni individuate per sovrapposizioni tra il cavidotto e le strade di accesso alle turbine con il reticolo idrografico.



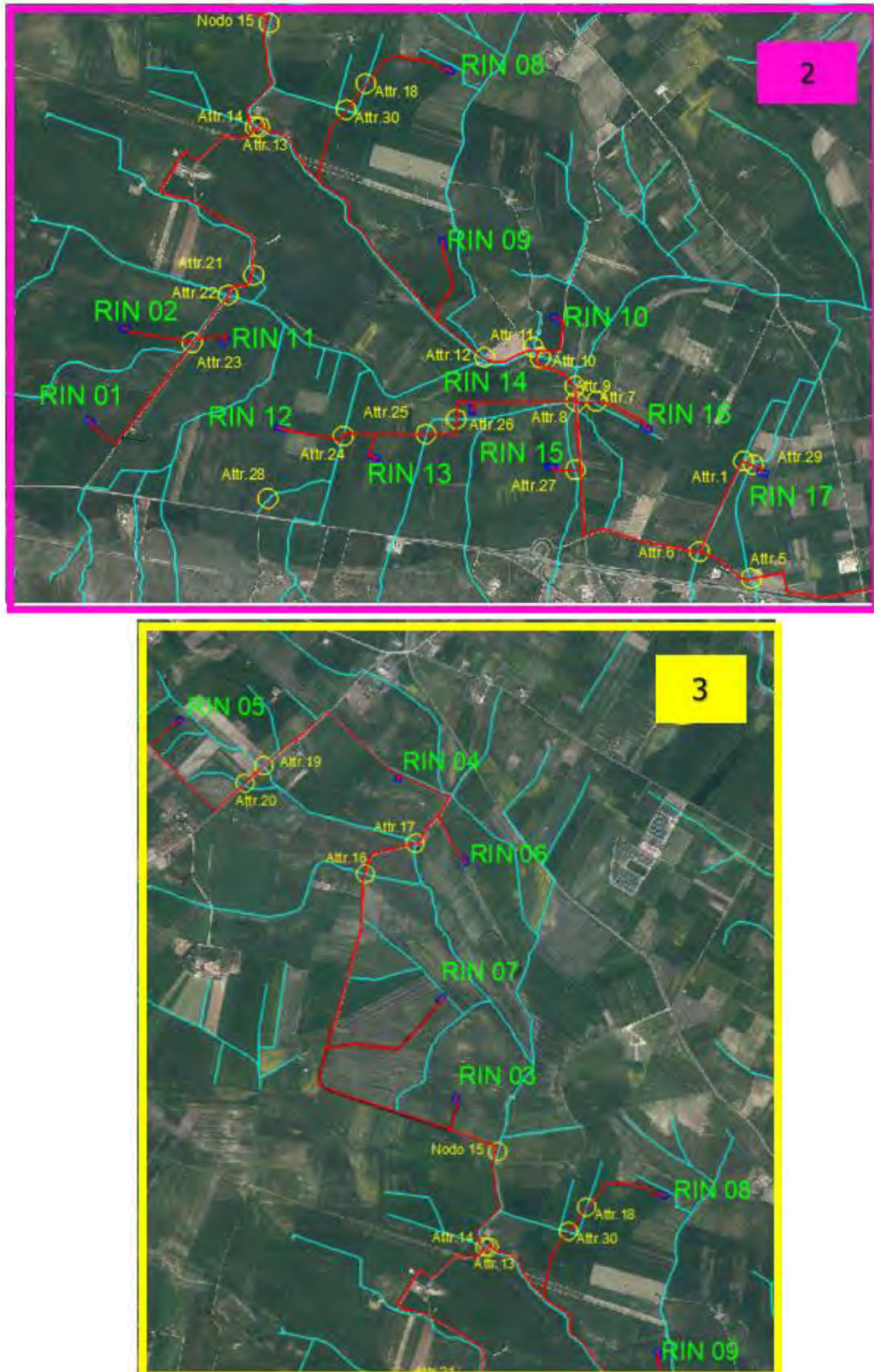


Figure 2 Particolare della interferenza del cavidotto (cerchiate in giallo) su carta Idrogeomorfologica

Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono **opere di pubblica utilità** ai sensi del Decreto Legislativo 29 Dicembre 2003, n.387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa **alla promozione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità**), e pertanto sono consentite anche in aree classificate come Alvei fluviali in modellamento attivo e Aree golenali, **ai sensi dell'art. 6 e 10 delle NTA del PAI**, purché coerenti con gli obiettivi del Piano stesso.

Pertanto tutti questi gli attraversamenti siti a meno di 150 metri sono assoggettati ai richiamati artt. **6 e 10 delle N.T.A. del PAI** e soggetti all'acquisizione del parere dall'Autorità di Bacino della Puglia.

Nello specifico, l'opera in oggetto risulta essere non delocalizzabile e sostanzialmente si configura come "...l'ampliamento e la ristrutturazione delle infrastrutture pubbliche o di interesse pubblico esistenti, comprensive dei relativi manufatti di servizio, riferite a servizi essenziali e non delocalizzabili, nonché la realizzazione di nuove infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico, comprensive dei relativi manufatti di servizio, parimenti essenziali e non diversamente localizzabili, purché risultino coerenti con gli obiettivi del presente Piano e con la pianificazione degli interventi di mitigazione. Il progetto preliminare di nuovi interventi infrastrutturali, che deve contenere tutti gli elementi atti a dimostrare il possesso delle caratteristiche sopra indicate anche nelle diverse soluzioni presentate, è sottoposto al parere vincolante dell'Autorità di Bacino" rientrando pertanto tra le opere assensibili ai sensi dell'articolo 6 "Alveo fluviale in modellamento attivo ed aree golenali" comma 4 delle NTA del PAI.

Al **comma 7**, si richiede "in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle dell'area interessata." ed al **comma 8** si definisce che "Quando il reticolo idrografico e l'alveo in modellamento attivo e le aree golenali non sono arealmente individuate nella cartografia in allegato e le condizioni morfologiche non ne consentano la loro individuazione, le norme si applicano alla porzione di terreno a distanza planimetrica, sia in destra che in sinistra, dall'asse del corso d'acqua, non inferiore a 75 m."

Le **NTA del PAI all' art. 10** " Disciplina delle fasce di pertinenza fluviale", chiariscono che sono possibili interventi di realizzazione di opere di interesse pubblico interessanti gli alvei fluviali e le fasce di pertinenza fluviale definite dal **comma 3** "Quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che

in sinistra, contermina all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m."

C'è da rilevare, comunque, che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, tra i quali sono compresi i parchi eolici, sono opere di pubblica utilità ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) e, pertanto, sono consentiti anche in aree classificate come Alvei fluviali in modellamento attivo ed aree golenali, ai sensi dell'art. 6 delle NTA del PAI, purché coerenti con gli obiettivi del Piano stesso.

Pertanto, in ogni caso, l'impianto in oggetto nella sua totalità è compatibile con le prescrizioni e le finalità del PAI.

Lo studio di compatibilità idrologica e idraulica (cfr. elaborato PR06) è stato, pertanto in funzione della specificità delle opere a farsi e della loro localizzazione, organizzato secondo l'analisi e la valutazione della compatibilità idraulica delle aree oggetto di autorizzazione.

3.6.2.2. Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale

Il Piano Gestione Rischio Alluvione (PGRA) è stato introdotto dalla Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita nel diritto italiano con D.Lgs. 49/2010 e s.m.i.. Per ciascun distretto idrografico, il Piano focalizza l'attenzione sulle aree a rischio più significativo, organizzate e gerarchizzate rispetto all'insieme di tutte le aree a rischio, e definisce gli obiettivi di sicurezza e le priorità di intervento a scala distrettuale, in modo concertato fra tutte le Amministrazioni e gli Enti gestori, con la partecipazione dei portatori di interesse e il coinvolgimento pubblico in generale. In accordo a quanto stabilito dalla Direttiva Europea 2007/60/CE, il PRGA è in generale costituito da alcune sezioni fondamentali che possono essere sinteticamente riassunte come segue:

- analisi preliminare della pericolosità e del rischio alla scala del bacino o dei bacini che costituiscono il distretto;



- identificazione della pericolosità e del rischio idraulico a cui sono soggetti i bacini del distretto, con indicazione dei fenomeni che sono stati presi in considerazione, degli scenari analizzati e degli strumenti utilizzati;
- definizione degli obiettivi che si vogliono raggiungere in merito alla riduzione del rischio idraulico nei bacini del distretto;
- definizione delle misure che si ritengono necessarie per raggiungere gli obiettivi prefissati, ivi comprese anche le attività da attuarsi in fase di evento.

In linea generale il PGRA non è corredato da Norme di Attuazione; infatti in accordo a quanto stabilito dall'art. 7, comma 3 lettera a) del D.Lgs. 23 febbraio 2010, n. 49, la predisposizione del PGRA deve avvenire facendo salvi gli strumenti di pianificazione già predisposti nell'ambito della pianificazione di bacino in attuazione della normativa previgente.

Gli ambiti territoriali di riferimento rispetto ai quali il PGRA viene impostato sono denominati Unit of Management (UoM). Le UoM sono costituite dai Bacini idrografici che rappresentano l'unità territoriale di studio sulle quale vengono individuate le azioni di Piano. L'area di intervento ricade nel territorio di competenza del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale e nelle UoM "Fortore" e UoM "Regionale Puglia e Interregionale Ofanto". Il PGRA - I ciclo del Distretto dell'Appennino Meridionale (denominato PGRA DAM) è stato adottato con Delibera n.1 del Comitato Istituzionale Integrato del 17/12/2015 ed è stato successivamente approvato con Delibera n.2 del Comitato Istituzionale Integrato del 03/03/2016.

Allo stato attuale, il PGRA risulta essere in fase di aggiornamento; infatti durante la Conferenza Istituzionale Permanente (CIP), tenutasi presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in data 27/12/2018, alla presenza dei Ministeri competenti e delle Regioni ricadenti nel Distretto Idrografico, sono stati esposti il "Calendario programma di lavoro - PGRA II ciclo (2016-2021)" contenente le azioni da porre in essere nei periodi 2019/2021 e 2021/2027, e gli esiti della valutazione preliminare del rischio di alluvioni e individuazione delle zone per le quali esiste un rischio potenziale significativo di alluvioni relative al PGRA II ciclo (2016-2021), nell'ottica di raggiungere l'obiettivo della sua adozione entro il 2021.

In ottemperanza alla Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita in Italia dal D.Lgs. 49/2010, il Piano di Gestione del Rischio delle Alluvioni (PGRA) rappresenta lo strumento con cui valutare e gestire il rischio alluvioni per ridurre gli impatti negativi per la salute umana, l'ambiente, il patrimonio culturale e le



attività economiche. Sulla base delle criticità emerse dall'analisi delle mappe di pericolosità e rischio, il Piano individua le misure di prevenzione, protezione, preparazione e recupero post-evento per la messa in sicurezza del territorio. In tale processo di pianificazione, il Piano permette il coordinamento dell'Autorità di Bacino e della Protezione Civile per la gestione in tempo reale delle piene, con la direzione del Dipartimento Nazionale.

Il PGRA definisce 3 livelli di pericolosità (AP, MP, BP) e i 4 di danno potenziale (D4, D3, D2, D1), inoltre stabilisce i quattro livelli di Rischio conseguenti R4, R3, R2 ed R1, secondo il D.P.C.M. 29.09.98 "Atto di indirizzo e coordinamento per l'individuazione dei criteri relativi agli adempimenti di cui all'art. 1, commi 1 e del D.L. 11.06.98, n. 180":

- R4 (rischio molto elevato): per il quale sono possibili perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale, la distruzione di attività socio-economiche;
- R3 (rischio elevato): per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture con conseguente inagibilità degli stessi, la interruzione di funzionalità delle attività socio-economiche e danni relativi al patrimonio ambientale;
- R2 (rischio medio): per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità delle persone, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;
- R1 (rischio moderato o nullo): per il quale i danni sociali, economici ed al patrimonio ambientale sono trascurabili o nulli. La carta del rischio è dunque redatta operando l'intersezione della pericolosità idraulica con le classi di danno, secondo la matrice di seguito riportata:

CLASSI DI RISCHIO		CLASSI DI PERICOLOSITA'		
		AP	MP	BP
CLASSI DI DANNO	D4	R4	R3	R2
	D3	R3	R3	R2
	D2	R2	R2	R1
	D1	R1	R1	R1

L'ultimo aggiornamento delle Mappe del rischio di alluvioni risale al riesame e aggiornamento ai sensi della direttiva 2007/60/CE e del decreto legislativo 49/2010 adottato dall'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale in sede di Conferenza Istituzionale Permanente con Delibera n. 2 del 29/12/2020.

Dalla consultazione dei file .shp messi a disposizione dall'Ente all'indirizzo web <https://www.distrettoappenninomeridionale.it/index.php/ii-ciclo-2016-2021-menu> è stato possibile verificare la presenza di aree a rischio alluvione nelle aree di progetto.

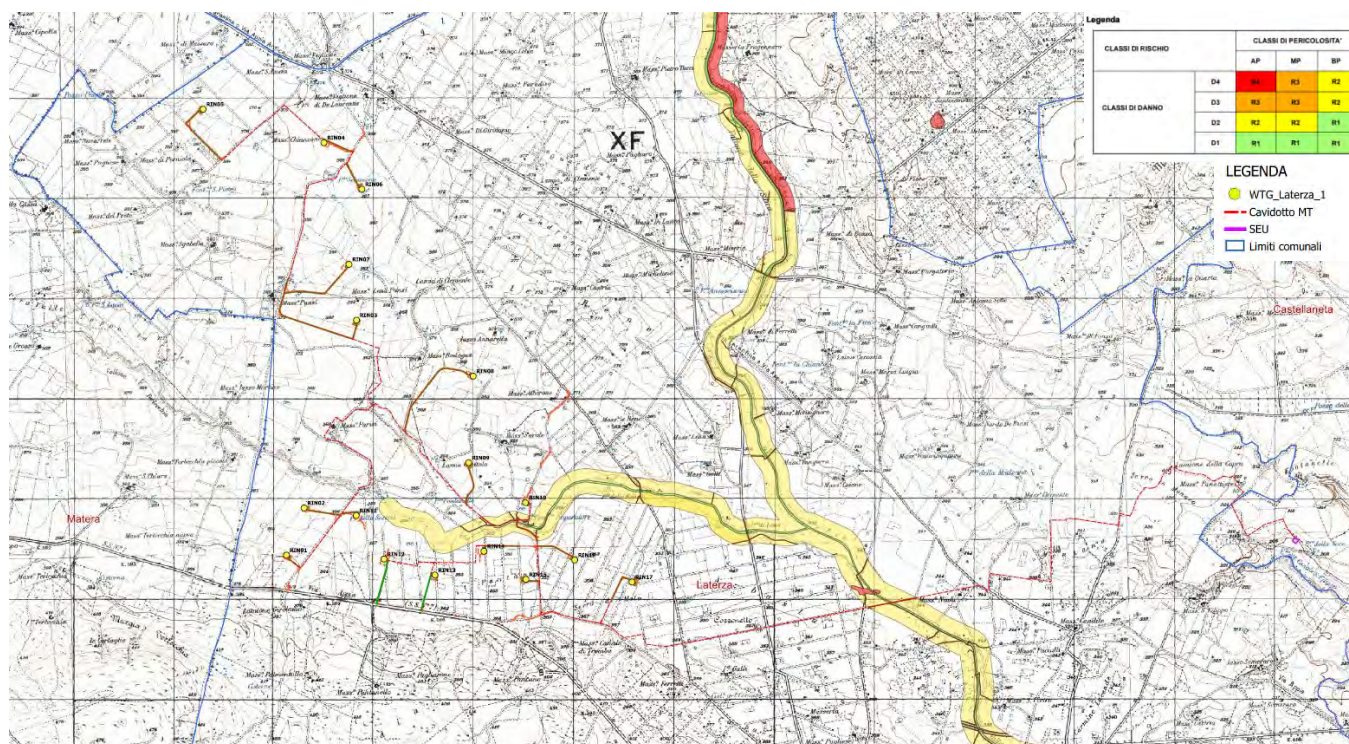


Figura 3-43: PRGA e opere in progetto

Dalla figura sopra riportata si evince che le opere in progetto non ricadono in aree a rischio alluvione perimetrate dal PRGA (cfr. Allegato Grafico AM00_tav8.2).

Il tracciato del cavidotto interseca in due punti le aree R2 ed R1, considerando che il tracciato del cavidotto sarà realizzato interrandolo sotto strada esistente, si può affermare che non verranno modificati gli equilibri idraulici delle aree interessate, non interferendo in alcun modo con la finalità di mitigazione del rischio di alluvioni che caratterizza il PGRA.

Il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni riguarda tutti gli aspetti legati alla gestione del rischio, quali la prevenzione, la protezione, la preparazione ed il recupero post-evento. Il piano rappresenta lo

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
e relative opere di connessione alla R.T.N.*

strumento con cui coordinare il sistema della pianificazione in capo all'**Autorità di Bacino** e quello della Protezione Civile, con la direzione del Dipartimento Nazionale e i livelli di governo locale, rafforzando lo scambio reciproco di informazioni ed avendo quale comune finalità la mitigazione del rischio di alluvioni.



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 124 di 420

3.6.3. Piano di Tutela delle Acque

L'art. 61 della Parte Terza del D. Lgs. 152/06 attribuisce alle Regioni, la competenza in ordine alla elaborazione, adozione, approvazione ed attuazione dei "Piani di Tutela delle Acque", quale strumento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici e, più in generale, alla protezione dell'intero sistema idrico superficiale e sotterraneo.

Il **Piano di Tutela delle Acque** è stato approvato con Delibera del Consiglio Regionale n. 230 del 20/10/2009 a modifica ed integrazione del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia adottato con Delibera di Giunta Regionale n. 883/07 del 19 giugno 2007 pubblicata sul B.U.R.P. n. 102 del 18 Luglio 2007, successivamente aggiornato con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16/07/2019.

La fase di aggiornamento del Piano, partendo da studi sviluppati in ambito regionale inerenti la l'identificazione e caratterizzazione dei corpi idrici superficiali e sotterranei, ha riguardato principalmente l'analisi delle pressioni e degli impatti generati dalle attività antropiche insistenti sui corpi idrici regionali che hanno fornito il nuovo quadro conoscitivo di riferimento per il processo di riesame ed aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque regionale.

I contenuti del Piano si articolano secondo le seguenti tematiche:

- A. Acque superficiali**
- B. Acque a specifica destinazione**
- C. Acque sotterranee**
- D. Agglomerati**
- E. Riutilizzo delle acque reflue depurate**
- F. Registro delle aree protette**
- G. Programma delle misure 2016-2021**
- H. Analisi economica**
- I. Valutazione Ambientale Strategica (Rapporto Ambientale , SNT, Valutazione di Incidenza)**



NTA Norme Tecniche di Attuazione

Acque superficiali

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia, approvato con D.C.R. 230/2009, individuava i "Corpi idrici significativi" quale elemento centrale della pianificazione di tutela. Rispetto a questi venivano definiti lo stato di qualità, gli obiettivi di qualità ambientale e le relative misure finalizzate al conseguimento degli obiettivi stabiliti dalla normativa.

Tuttavia, la WFD Water Framework Directive (Direttiva Quadro sulle Acque 2000/60/CE) identifica il corpo idrico (waterbody), cioè l'unità minima alla quale vanno riferiti gli obiettivi di qualità, quale elemento di base della pianificazione, senza alcun specifico riferimento alla "significatività" dello stesso.

In tale contesto si inserisce quindi il D.M. 131/2008, secondo il quale il corpo idrico va individuato attraverso un procedimento complesso, nel quale coesistono:

- l'analisi delle caratteristiche fisiche, cioè di tipo idromorfologico ed idraulico (tipizzazione);
- l'analisi delle caratteristiche quali-quantitative, riferite cioè allo stato di qualità biologica e chimica oltre che alla quantità e alla natura degli impatti prodotti dalle pressioni antropiche (identificazione dei corpi idrici);
- l'analisi delle caratteristiche di scala (prima classificazione).

Gli studi condotti hanno portato all'individuazione dei seguenti corpi idrici superficiali regionali:

- ❖ 41 corpi idrici della categoria fiumi
- ❖ 6 corpi idrici della categoria laghi/invasi
- ❖ 39 corpi idrici della categoria acque marino costiere
- ❖ 12 corpi idrici della categoria acque di transizione

L'attività di caratterizzazione dei corpi idrici tipizzati è stata quindi completata associando a ciascuno corpo idrico individuato una classe di rischio di mancato raggiungimento degli obiettivi di qualità.

Sulla base di quanto suddetto, la prima classificazione dei corpi idrici ha portato all'individuazione di:

- ❖ 20 corpi idrici a rischio



- ❖ 65 corpi idrici probabilmente a rischio
- ❖ 13 corpi idrici non a rischio.

Acque a specifica destinazione

Le acque a specifica destinazione sono quei corpi idrici idonei a una particolare utilizzazione da parte dell'uomo, alla vita dei pesci e dei molluschi. In particolare sono acque a specifica destinazione funzionale ai sensi dell'art. 79, comma I, del D.Lgs 152/06:

- ❖ le acque dolci superficiali destinate alla produzione di acqua potabile;
- ❖ le acque dolci che richiedono protezione e miglioramento per essere idonee alla vita dei pesci;
- ❖ le acque destinate alla vita dei molluschi;
- ❖ le acque destinate alla balneazione.

Le **Acque dolci superficiali destinate alla produzione di acqua potabile** sono classificate dalle Regioni nelle categorie A1, A2 e A3, secondo criteri generali e metodologie per il rilevamento delle caratteristiche qualitative di cui alla tabella 1/A dell'All.2 alla parte terza del D.Lgs 152/06.

A ciascuna delle categorie di appartenenza, indicativa dello stato di qualità del corpo idrico, corrispondono determinati trattamenti delle acque di cui trattasi, che rappresentano le misure da porre in essere per mantenere o raggiungere gli obiettivi di qualità per la specifica destinazione:

- ✓ Categoria A1: trattamento fisico semplice e disinfezione
- ✓ Categoria A2: trattamento fisico e chimico normale e disinfezione
- ✓ Categoria A3: trattamento fisico e chimico normale e disinfezione

Per tale categoria il monitoraggio prevede, oltre la determinazione dei parametri analitici riportati nella Tab.1/A dell'Allegato 2 parte III del D.Lgs.152/06, le integrazioni previste dalle tabelle 1/A e 2/B dell'Allegato 1 alla parte III dello stesso Decreto, come modificato dal DM 260/2010e il monitoraggio



del fitoplancton, anche se non richiesto esplicitamente dalla norma, a causa delle potenziali fioriture di specie tossiche; la frequenza di campionamento è mensile.

L'Arpa Puglia, deputata alla verifica dello stato qualitativo e quantitativo dei corpi idrici superficiali della Regione Puglia a seguito di Accordo di Programma sottoscritto in data 15.12.2004, rinnovato in data 21.04.2008, con la Regione Puglia e il Commissario Delegato per l'Emergenza Ambientale in Puglia, ha trasmesso la campagna di monitoraggio 2008 delle acque per detta specifica destinazione.

Dall'analisi delle risultanze della campagna di monitoraggio 2008 ed in riferimento al D.lgs n. 152/06, Allegato 2 alla Parte III, sezione A, punto 1 - Calcolo delle conformità e classificazione, le acque di entrambe gli invasi sono rientrate nella categoria A2. L'invaso di Occhito, almeno per il 2008, ha presentato un'unica criticità, relativa ai superamenti della concentrazione di bario in alcuni campioni rispetto ai limiti tabellari per l'inclusione nella categoria A1. Pertanto, con Deliberazioni di Giunta Regionale n. 1284 del 21.07.2009 e n. 1656 del 15/09/2009, si è proceduto alla classificazione, ai sensi dell'art. 80 del D.Lgs. n. 152/06, delle acque dolci destinate all'uso potabile in Categoria A2.

Sulla scorta dei risultati delle attività di monitoraggio emerge che gli interventi necessari per il miglioramento delle acque destinate al consumo umano sono riconducibili ad un miglioramento della qualità degli scarichi recapitanti nei bacini sottesi dagli invasi. Avendo la Puglia già provveduto o comunque programmato l'adeguamento degli impianti ricadenti nel territorio regionale, trattandosi di bacini interregionali, si rende necessaria una sinergia con le Regioni confinanti finalizzata alla riduzione delle pressioni gravanti sui bacini di interesse, con il coordinamento dell'Autorità di Distretto.

Per quanto riguarda le **acque dolci che richiedono protezione e miglioramento per essere idonee alla vita dei pesci**, In attuazione di quanto previsto dal D.Lgs 152/2006, la Regione Puglia con D.G.R. 742/96 ha adempiuto alla "designazione" delle acque dolci che richiedono protezione o miglioramento per essere idonee alla vita dei pesci e con D.G.R. n. 6415/97 le ha "classificate" tutte quali "ciprinicole"; la designazione fu revisionata con DGR n. 467/2010 individuando, 16 siti e 21 stazioni di campionamento.

Successivamente, la "designazione" fu sottoposta a ulteriore revisione con DGR n.2904 del 20.12.2012 e con l'eliminazione del sito "BA Torrente Locone" con codice stazione "VP_TL01" a causa dei prolungati periodi di secca che lo hanno reso non idoneo ad ospitare comunità ittiche.

Allo stato attuale, quindi, risultano designati n. 15 siti, le cui acque sono classificate tutte quali "ciprinicole", allocate in 20 corpi idrici superficiali (17 dei quali caratterizzati ai sensi del D.M.131/2008,



con D.G.R. n.774 del 23.03.2010 e 3 non individuati dalla Regione Puglia come Corpo Idrico Superficiale, ai sensi del D.M.131/2008).

Con Deliberazione della G.R. n. 785 del 24 giugno 1999, la Regione Puglia ha prodotto la designazione delle **aree con requisiti di qualità delle acque destinate alla molluschicoltura**, individuando sia le aree che necessitano di tutela e sia quelle che necessitano di azioni di miglioramento per consentire la vita e lo sviluppo dei molluschi, indicate nelle nove cartografie allegate alla medesima deliberazione.

La classificazione delle zone acquee in aree di produzione e di stabulazione dei molluschi destinati al consumo umano è stata definita con DGR n. 786 del 24 giugno 1999. Con decorrenza 1 luglio 2014-30 giugno 2015 e così come riportato nel "Programma di Monitoraggio dei corpi idrici superficiali 2014-2015 e relative attività complementari", per tale categoria di acque a specifica destinazione è variata la numerosità dei siti da monitorare, come nel seguito riportato, che aumenta da n. 16 a n. 26, in virtù delle designazioni effettuate con le D.G.R. nn. 979/2003, 1474/2004, 193/2005, 468/2005, 335/2008, 1748/2008, 2154/2010 e 808/2014, mantenendo inalterati i parametri analitici da controllare nei campioni.

Per quanto riguarda l'individuazione delle **acque di balneazione** e dei rispettivi punti di monitoraggio, per le sei Province della Regione Puglia, sono riportate nelle tabelle allegate alle Delibere di Giunta Regionale dal n. 2465 al n. 2470 del 16 novembre 2010, rappresentate dall'intero sviluppo della fascia costiera (a meno di quelli interdetti alla balneazione) e le rive del lago di Varano. Lo stato di balneabilità delle acque costiere viene definito sulla base di una norma nazionale, il Decreto Legislativo n. 116 del 2008, reso attuativo dal Decreto Ministeriale 30/3/2010 (G. U. del 24 maggio 2010, S.O. n° 97) .

Annualmente è redatto un rapporto su scala nazionale a cura del Ministero della Salute, relativo alla qualità delle acque di balneazione, compilato in base alle risultanze analitiche fatte pervenire al Ministero dai vari Dipartimenti Provinciali A.R.P.A.

Al termine di ogni stagione balneare, le singole acque di balneazione sono classificate sulla base dei risultati del monitoraggio degli ultimi quattro anni, relativi cioè alla stagione balneare in questione e alle tre stagioni balneari precedenti; ne deriva un giudizio variabile tra quattro classi e cioè "scarsa", "sufficiente", "buona" e "eccellente".

Dall'analisi dei risultati ottenuti dal monitoraggio effettuato per gli anni 2011, 2012, 2013 e 2014 è emerso che per la quasi totalità dei punti monitorati si è ottenuto uno stato di qualità eccellente.



Acque sotterranee

L'elevazione del livello di conoscenza sui corpi idrici sotterranei è stata tralasciata ottemperando al ventaglio normativo "Identificazione e caratterizzazione dei corpi idrici sotterranei della Puglia ai sensi del D.Lgs. 30/2009", prodotto dal CNR-IRSA con la collaborazione dell'Autorità di Bacino della Puglia e del Servizio Risorse Idriche della Regione Puglia, approvato con D.G.R. n.1786 del 1 ottobre 2013. L'aspetto non è formale, bensì sostanziale: nelle opportune sezioni ad orientamento tematico del PTA Puglia approvato (con D.C.R. 230/2009) era ben rappresentato il livello d'ingresso dei campi di esistenza e dei caratteri idrogeologici e idrodinamici dei corpi idrici sotterranei. Questi strati informativi idrotematici sono stati comparati con sezioni di dati quali-quantitativi sui diversi comparti fisico-geografici degli acquiferi, differenziati per location geografica e caratterizzazione idrogeologica. Il riferimento è palese alle risultanze delle sezioni di monitoraggio quali-quantitativo pluriennale ("Monitoraggio dei corpi idrici sotterranei attività complementari ed integrative della caratterizzazione dei corpi idrici sotterranei", prodotto dal CNR-IRSA con la collaborazione del Servizio Risorse Idriche della Regione Puglia, nel Dicembre del 2015) e allo studio di coordinamento scientifico dell'IRSA. L'articolazione normativa ha previsto una operatività per fasi successive interconnesse, approfondendo i risvolti applicativi dettati da Piano di azione ZVN (adottato con DGR 1788 del 01/10/2013), dalle risultanze del "Sistema di monitoraggio qualitativo e quantitativo dei corpi idrici sotterranei della Puglia"(Progetto Tiziano), il "Sistema di Acquisizione Concessioni di Derivazione", Bilancio Idrico Potabile (approvato DGR 675/2012), la Banca dati tossicologica del suolo e dei prodotti derivati.

La caratterizzazione dei corpi idrici sotterranei della Regione Puglia è stata attuata secondo i dettami definiti dal D.Lgs. 30/2009 (recepimento della Direttiva Comunitaria 2006/118/CE - Groundwater Daughter Directive, GDD).

In attuazione della direttiva 2006/118/CE relativa alla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento, il D.Lgs.30/2009 fornisce dei criteri utili alla delimitazione dei corpi idrici sotterranei a partire da unità idrogeologiche gerarchicamente più importanti e territorialmente più estese, indicando uno schema di massima che va dalla definizione dei complessi idrogeologici di appartenenza alla delimitazione dei corpi idrici sotterranei, passando per gli acquiferi che rappresentano gli elementi di riferimento già in larga parte individuati dalla Regione Puglia.



In modo equipollente, i criteri introdotti nel D.Lgs. 30/2009 per la definizione e la perimetrazione dei complessi idrogeologici sono intimamente correlati con le caratteristiche litogenetiche delle rocce e dei terreni che sono sede di circolazione idrica sotterranea.

Nello specifico, come meglio dettagliato nella relazione specialistica di Piano Allegato C - Acque sotterranee, i complessi idrogeologici pugliesi si dividono in (Allegato C3):

- Complessi idrogeologici di natura calcarea (CA)
 - CA 1 - Complesso idrogeologico del Gargano: comprendente la falda carsica del Gargano e la falda sospesa di Vico-Tschitella;
 - CA 2 - Complesso idrogeologico delle Murge e del Salento: comprendente i due acquiferi delle Murge e del Salento;
 - CA 3 - Complesso idrogeologico degli acquiferi Miocenici: comprendente la Falda miocenica del Salento centro-orientale e la falda miocenica del Salento centro-meridionale

- Complessi idrogeologici classificabili come detritici (DET)
 - DET 4 - Complesso idrogeologico del Tavoliere: comprendente le acque circolanti nella copertura plio-pleistocenica della piana del Tavoliere di Puglia e del margine settentrionale delle Murge;
 - DET 5 - Complesso idrogeologico dell'Arco Ionico: comprende i depositi di copertura detritica affioranti nell'area costiera a sud di Taranto e nella sequenza di depositi alluvionali e marini terrazzati dell'area compresa tra Metaponto e Taranto; DET 6 - Complesso idrogeologico della Piana di Brindisi: comprendente i depositi detritici plio-pleistocenici dell'area brindisina;
 - DET 7 - Complesso idrogeologico delle Serre Salentine: comprende le falde circolanti nei depositi calcarenitico-sabbioso pleistocenici e calcarenitici infrapleistocenici e calcarenitico-argillosi pliocenici che ricoprono localmente le unità calcaree cretatiche nel territorio delle serre salentine

- Complessi idrogeologici di natura alluvionale (ALL):
 - ALL 8 - Complesso idrogeologico del T. Saccione;
 - ALL 9 - Complesso idrogeologico del F. Fortore;
 - ALL 10 - Complesso idrogeologico del F. Ofanto.

ZONE DI PROTEZIONE SPECIALE IDROGEOLOGICA

Il Piano di Tutela delle Acque approvato nel 2009 individuava le Zone di Protezione Speciale Idrogeologica (ZPSI) quali aree meritevoli di tutela, perché di strategica valenza per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei. Si tratta di specifiche aree caratterizzate dalla coesistenza di condizioni morfostrutturali, idrogeologiche, di vulnerabilità, di ricarica degli acquiferi.

L'analisi comparata dei caratteri del territorio e delle condizioni consenti una prima definizione di **zonizzazione territoriale, codificate A, B e C** (soprattutto per il coinvolgimento essenzialmente delle due unità idrogeologiche del Gargano e della Murgia "Alta").

La fase di aggiornamento del Piano ha consentito un'analisi volta alla possibile rivisitazione dei perimetri delle aree in questione, attraverso l'acquisizione di nuove e più aggiornate informazioni di tipo qualitativo (cloruri e nitrati) e quantitativo (piezometrie) derivanti dagli esiti del monitoraggio del Progetto Tiziano.

Per ciascuna delle zone di protezione speciale idrogeologica, A, B, C e D si propongono strumenti e misure di salvaguardia:

Aree A

Nella quasi totalità delle aree tipizzate A si palesa, a conferma di quanto rinvenuto nel Piano di Tutela 2009, un bassissimo, al più scarso, grado di antropizzazione (Parco Nazionale del Gargano e Parco Nazionale dell'Alta Murgia).

Le aree A, definite su aree di prevalente ricarica, inglobano una marcata ridondanza di sistemi carsici complessi e sono aree a bilancio idrogeologico positivo.

Relativamente alle aree A distribuite in zona garganica centro-occidentale, l'analisi delle informazioni di carattere quantitativo di n.3 pozzi ubicati nell'intorno dell'area conduce a ritenere che è necessario

riconfermare la perimetrazione della suddetta area, in quanto non si rileva una grande idroesigenza nell'eliminazione del vincolo. E' auspicabile che i campi carsici a doline permangano preservati per la salvaguardia dell'acquifero.

Anche la zona di monte, ricadente per lo più nel comune di San Marco in Lamis, rappresenta il campo di esistenza dei campi carsici a doline. L'assenza del dato, però, porta a sottoscrivere la necessità di confermare l'area per il significato fisico di mantenere la ricarica e per lo stesso fatto che non si rendono disponibili nuovi dati da poter modificare la perimetrazione.

Con riferimento alla zona A ricadente nel Parco Nazionale dell'Alta Murgia ed in particolare alla sotto area sud-est nella quale si dispone di un maggior numero di misure piezometriche, si rileva su più pozzi un trend evolutivo deciso verso l'aumento del carico, soprattutto nel periodo che va dalla seconda metà del 2009 al 2012, a conferma della presenza del campo carsico a doline come ricarica diretta.

Le perimetrazioni ZPST di tipo A nell'area sud-est dell'Alta Murgia, già nella redazione del PTA 2009, indicavano nel bilancio un'area non in stress, ma in surplus di risorsa. E' conveniente preservare un carico consistente, indipendentemente tra l'altro dalle oscillazioni anomale dei cloruri che non sono giustificate con tale incremento di carico.

Con riferimento alla zona A ricadente per lo più nel comune di Castellana Grotte si apprezza un estremo disturbo del dato che non consente pertanto di derivare delle valutazioni che conducano ad una variazione della perimetrazione definita nel PTA 2009.

L'ultima area A in analisi è quella ricadente nei comuni di Ceglie Messapica, Martina Franca e Ostuni, nella fascia murgiana centro-orientale. L'analisi dei dati piezometrici e dei tenori dei cloruri misurati nelle acque mostra un comportamento positivo dell'acquifero in termini di ricarica, in relazione ad un'area evidentemente contraddistinta dalla presenza di campi carsici a doline che consentono una infiltrazione migliore che in altre aree. Esso si conferma come una falda non stressata in cui l'unica anomalia è il dato spurio e non allineato dei cloruri che non sembrerebbe confrontarsi con il resto delle valutazioni. Ciò, pertanto, induce alla conservazione di tale zona ZPST come una zona di riserva, in cui si auspica che non avvengano nuove configurazioni del territorio in quanto la presente configurazione litologica e geostrutturale in affioramento consente all'acquifero di rimanere in salute.

Aree B

Altri settori, pertinenti comparti fisico-geografici ben definiti tipizzati come "aree B" ed individuati nel PTA 2009, presentano condizioni di bilancio perlopiù positive.

In particolare sono denominate con B1 le aree ubicate geograficamente a sud e SSE dell'abitato di Bari e con B2 l'area individuata geograficamente appena a nord dell'abitato di Maglie.

In relazione alle aree B1 a sud e SSE dell'abitato di Bari, quella con il centroide sull'abitato di Cassano delle Murge, si configura come un'area industriale, pertanto è atteso un peggioramento dello stato quali-quantitativo delle acque di falda, compatibile con la situazione ivi presente. L'area ha significato di essere mantenuta perché già sede di una pressione antropica non trascurabile che sta rischiando di alterare lo stato quali-quantitativo delle acque di falda.

Considerando l'area a sud-est ricadente nei comuni di Sammichele, Putignano, Gioia del Colle e Noci, i dati di monitoraggio relativi ad un pozzo interno alla zona di interesse palesano un innalzamento dei nitrati, a fronte di un aumento del carico piezometrico di circa 20 m in conformità con le altre analisi. In tale seconda fase di valutazione si sono considerate le aree B in cui la vincolistica posta è equipollente, inoltre è stato denotato un innalzamento netto dei valori dei nitrati sui punti analizzati che, sebbene non rappresentativi di un campo di esistenza vasto dell'acquifero, evidenziano uno stato di criticità.

Le analisi dei dati disponibili conducono, infine, a conservare la tutela della zona B2 individuata geograficamente appena a nord dell'abitato di Maglie.

Aree C

Nel PTA 2009 sono state individuate e delimitate altre 5 aree meritevoli di particolari attenzioni e misure di salvaguardia. Si tratta di due aree localizzate a SSW di Corato-Ruvo ed a NNW dell'abitato di Botrugno; altre tre aree ricadenti a SE di Galatone, intorno a Parabita e nella Foresta Umbra.

Le prime due sono state individuate quali aree del territorio in cui si localizzano acquiferi definibili "strategici", racchiudendo risorse da riservare all'approvvigionamento idropotabile, in caso di programmazione di interventi in emergenza.

Prendendo preliminarmente in esame l'area ubicata nel Salento, il dato di qualità si può ritenere confermato, con valori dei nitrati pressoché inferiori ai 50 mg/l e salinità decrescente. Dall'analisi di un



pozzo appena fuori dall'area in esame si può notare un forte depauperamento. A differenza degli altri casi esaminati in cui dopo un innalzamento del carico idraulico, esso permaneva costante, in questo caso si evidenzia una reinversione dello stesso.

Non vi sono elementi con netta, spiccata vergenza verso un significato fisico che induca ad un cambiamento dell'area contenuta tra comparti fisico-geografici e idrogeologici all'intorno con carico idraulico positivo.

Si ritiene necessario propendere verso la soluzione di mantenimento della perimetrazione, sia in relazione ad un acquifero dotato di poco carico, sia in virtù del fatto che i dati a disposizione risultino non allineati e contrastanti.

Con riferimento all'area a SSW di Corato-Ruvo, l'acquifero interessato presenta una idrodinamica in condizioni artesiane di grande pregio, perché protetto in un'area a mediocre vulnerabilità dai livelli cripto-cristallini che proteggono dall'eventuale contaminazione da infiltrazione verso il basso. Le analisi condotte su un pozzo, perlopiù centrato nell'area in esame, forniscono valori dei nitrati minori di 30 mg/l, la salinità ha andamento regolare che si attesta intorno a valori di 500 mg/l. Dall'andamento piezometrico si rileva un incremento del carico idraulico di circa 10 m, grazie ad una ricarica a monte dell'area considerata, sebbene mostri un andamento di riporto verso l'annata del 2011, attribuibile evidentemente al normale deflusso.

Si tratta di un'area con scarsissima pressione antropica. L'acquifero è lasciato a disposizione come acquifero di riserva regolatrice importante. Si ritiene, pertanto, necessario riconfermare la perimetrazione della suddetta area.

Sempre nel Salento, si è proposto per la individuazione di aree in corrispondenza di bacini di ricarica di campi pozzi del comparto idropotabile, in considerazione del già riscontrato depauperamento qualitativo della risorsa. L'area nel Gargano ha finalità meramente di preservazione della "potenziale" risorsa, peraltro in area Parco del Gargano (zona Foresta Umbra) che ne consente il mantenimento dello scarso livello di antropizzazione. L'acquifero è poco conosciuto, ma senz'altro meritevole di salvaguardia per le condizioni favorevoli delle aree di ricarica e, per il suo basso grado di sovra sfruttamento, potrebbe rappresentare una risorsa strategica.

Partendo dalla zona coincidente con la foresta umbra, si individuano valori dei nitrati che si attestano sotto i 20 mg/l e andamento decrescente della salinità, a conferma della scarsa antropizzazione del

territorio. L'analisi delle piezometrie consente di rilevare un sovrizzo del carico di circa 1-2 m nel 2009, con una tendenza all'inversione verso gli ultimi anni del periodo di osservazione.

Si ritiene necessario preservare il vincolo, trattandosi non solo di una riserva strategica con bassa pressione antropica, bassa salinità e trend positivo, ma anche di un'area di pregio sotto il punto di vista paesaggistico ed ambientale.

Relativamente alle ultime due aree nella porzione sud-occidentale del Salento, significative sono le valutazioni su alcuni pozzi ubicati all'interno dell'area in esame, dotati di una continuità di misure. La risposta è soddisfacente in termini qualitativi, per cui si evidenzia l'intorno delle aree come un'area di pregio sotto il punto di vista della riserva regolatrice. La definizione di tali ZPST ha tenuto in conto di una serie di livelli informativi geotematici. I risultati ottenuti porterebbero ad una tendenza alla rimozione dell'allerta, ma il numero di anni e la esiguità della potenza dell'acquifero disponibile in termini di risorsa disponibile, come se fosse un "safeyeld", cioè una ricarica che viene utilizzata tenendo conto degli emungimenti all'intorno, porta a concludere che l'equilibrio è delicatissimo. La misura applicata si è rivelata efficace e tale da conservare lo stato di qualità di un acquifero importante e delicato nella sua circuitazione.

Agglomerati

Per l'aggiornamento degli agglomerati, si è proceduto ad uno studio finalizzato alla ripermimetrazione degli agglomerati urbani ed alla stima dei relativi carichi potenziali generati da sottoporre a depurazione. Tali attività sono state condotte attraverso fasi successive, sintetizzate come segue:

- recepimento delle variazioni perimetrali definite nelle delibere regionali già adottate;
- valutazione delle proposte di modifica già presentate;
- aggiornamento della perimetrazione degli agglomerati;
- stima dei carichi.

Riuso

In Puglia, il primo riuso da considerare è quello in agricoltura con lo scopo di dare sollievo ad un settore che soffre di una atavica indisponibilità idrica e che fa ampiamente ricorso a risorse, quali quelle sotterranee, già in situazione di degrado quali quelle del litorale Barese e del Salento.



L'implementazione del riutilizzo di acque reflue richiede di definire criteri di qualità che consentano di ottemperare a due requisiti fondamentali:

- rendere l'acqua adatta allo specifico riutilizzo;
- tutelare in ogni caso sia la popolazione ed i lavoratori dai rischi igienico/sanitari, diretti o indiretti, connessi al riutilizzo, sia, più in generale, l'ambiente da rischi di contaminazione.

Schematizzando, i principali benefici del riuso possono essere così elencati:

- minore prelievo di risorse naturali oppure possibilità di fornire acqua a nuovi utenti, senza ulteriore aggravio sulle risorse già sfruttate;
- riduzione dello scarico di acque reflue nei corpi idrici ricettori che generalmente ha delle ricadute positive sulla qualità del corpo ricettore e sulla sua capacità idraulica, ma potrebbe avere un effetto dannoso: si pensi alla necessità di garantire il deflusso minimo vitale nei corsi d'acqua per salvaguardare gli ecosistemi fluviali; sarebbe, anzi, pensabile poter impiegare i reflui, opportunamente trattati, proprio a tale scopo;
- costanza ed affidabilità della risorsa, dato che le acque reflue vengono prodotte sempre;
- per il riutilizzo in agricoltura, maggiore apporto di azoto e fosforo rispetto a fonti convenzionali di approvvigionamento, con conseguente riduzione dei fabbisogni di concimazione e, ovviamente, minor apporto di tali sostanze nell'ambiente idrico.

Gli aspetti problematici legati al riutilizzo e che in aggiunta a quello del costo possono scoraggiare questa eventualità sono principalmente:

- la necessità di fornire una risorsa che abbia caratteristiche qualitative omogenee e costanti nel tempo, necessità più o meno importante a seconda del tipo di riutilizzo;
- la scarsa propensione verso l'impiego di reflui depurati da parte dei potenziali utilizzatori.

I campi di attività per i quali è possibile attivare il riuso sono molteplici, anche se ciascuno con proprie peculiarità e livelli di convenienza:

- Industriale: per servizi generali (essenzialmente circuiti di raffreddamento e caldaie) e reimpieghi specifici in diversi cicli tecnologici (tessile, conciario, cartiere, acciaierie.).



- Riuso in agricoltura: l'irrigazione con acque reflue può consentire un aumento della superficie agricola irrigua o un incremento della dotazione idrica di terreni insufficientemente irrigati a causa della carenza di risorse idriche convenzionali. Tra gli elementi propri degli effluenti, la sostanza organica rappresenta il costituente caratteristico del refluo che, apportata in grandi quantità, svolge un'azione fertilizzante nel terreno con conseguente incremento della resa agricola.
- Ricarica della falda: la ricarica della falda è ottenibile per iniezione diretta o mediante infiltrazione su terreno permeabile.
- Uso civile non potabile: irrigazione di parchi, aree verdi, campi di golf; acquacoltura; uso domestico in servizi igienici; usi commerciali ed usi ornamentali.
- Uso potabile: si distingue un riutilizzo "diretto", che prevede un'immissione diretta del refluo trattato nel sistema di distribuzione idrica, ed un riutilizzo "indiretto", che prevede lo stoccaggio intermedio del refluo in un bacino artificiale o naturale prima della distribuzione in rete.
- Lo stoccaggio dei reflui: dal punto di vista strettamente microbiologico, il sistema di stoccaggio dei reflui risulta essere certamente idoneo per il riuso irriguo degli stessi; la sua applicazione su larga scala, però, vale a dire l'accumulo di grossi volumi, pone notevoli perplessità circa le condizioni ambientali all'intorno del sistema. La tecnica proposta non si può considerare in linea con la legislazione attuale, che tende a salvaguardare in maniera prioritaria e con margini elevati gli aspetti igienico-sanitari, a meno di operare in aree isolate.
- Lotta attiva agli incendi boschivi: Vi sono altri impieghi dell'acqua proveniente da processi di depurazione e possono riguardare la possibilità di riuso delle acque reflue depurate come acqua antincendio. Tale impiego, tuttavia, risulta di scarsa convenienza economica e di difficile gestione igienica: le acque, infatti, dovrebbero essere stoccate pronte all'uso. Una volta accumulata la risorsa, in mancanza di utilizzazione, non se ne potrà accumulare altra; l'acqua accumulata, permanendo per lungo tempo all'interno dei serbatoi, potrebbe causare un suo decadimento qualitativo. Tale tipologia di riuso, quindi, non può essere prevista se non congiuntamente ad altre utilizzazioni creando delle riserve idriche non di tipo statico, ma con continuo ricambio.

REGISTRO DELLE AREE PROTETTE

L'Allegato F al Piano di Tutela costituisce il Registro aggiornato di tutte le aree alle quali è stata attribuita una particolare protezione, in funzione di una specifica norma comunitaria, allo scopo di proteggere i corpi idrici superficiali e sotterranei in esse contenuti o di conservare gli habitat e le specie presenti, che dipendono direttamente dall'ambiente acquatico.

In base a quanto riportato all'art.6 e all'allegato 4 della Direttiva 2000/60/CE, agli Stati membri è richiesta l'istituzione del suddetto Registro delle Aree protette e, per ciascuna area protetta individuata, il raggiungimento degli specifici obiettivi di qualità previsti dalla normativa comunitaria.

Le tipologie di Aree protette da inserire nel registro, ai sensi della direttiva comunitaria, ripresi dal D. lgs. 152/2006, includono:

- Aree designate per l'estrazione di acqua destinata al consumo umano (ai sensi della
- Direttiva 98/83/CE, recepita con D. lgs 31/2001 e dell'art. 7 della Direttiva 2000/60/CE, recepita con l'art.94 del D. lgs.152/2006);
- Aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista
- economico (Acque idonee alla vita dei pesci e acque idonee alla vita dei molluschi);
- Corpi idrici destinati agli usi ricreativi, inclusi quelli destinati alla balneazione (ai sensi della Direttiva 2006/7/CE, recepita dal D. lgs. 116/2008);
- Aree sensibili rispetto ai nutrienti, comprese quelle designate come zone vulnerabili a norma della direttiva 91/676/CEE e le zone designate come aree sensibili a norma della direttiva 91/271/CEE;
- Aree designate per la protezione degli habitat e delle specie nelle quali mantenere o migliorare lo stato delle acque, compresi i siti della rete Natura 2000, istituiti a norma della direttiva 79/409/CEE e 92/43/CEE (recepite, rispettivamente, con la legge dell'11 febbraio 1992, n. 157 e con D.P.R. dell'8 settembre 1997, n. 357 come modificato dal D.P.R. 12 marzo 2003, n. 120.

Per definire adeguati obiettivi ambientali e programmi di misure per la protezione delle acque superficiali e sotterranee contenute in tali aree e per la conservazione degli habitat e delle specie che dipendono direttamente dall'ambiente acquatico, il percorso tecnico-operativo delineato per la redazione del Registro ha previsto per ciascuna tipologia di aree protette:

1. la localizzazione (inclusa la cartografia) di ciascuna area;
2. la definizione degli obiettivi per tipologia di area;
3. le misure di tutela previste.

PROGRAMMA DELLE MISURE 2016-2021

Nell'**Allegato G - Programma delle misure 2016-2021**, è riportato il quadro evolutivo completo del programma delle misure del PTA. La definizione dello stesso, revisione ed aggiornamento di quello 2009-2015, è avvenuta sulla base:

- dell'aggiornamento del quadro delle pressioni significative;
- delle criticità riscontrate nel corso dell'aggiornamento del Piano legate alla carenza di informazioni dettagliate nonché all'assenza di banche dati aggiornate e organizzate;
- dell'analisi dei parametri di campionamento rilevati nel corso dei monitoraggi condotti per i corpi idrici superficiali e sotterranei che risultano insufficienti per il completamento di una serie di valutazioni legate all'aggiornamento del Piano;
- dell'analisi del grado di attuazione e di efficacia del programma delle misure 2009-2015, valutato mediante l'individuazione di opportuni indicatori.

NORME TECNICHE DI ATTUAZIONE DEL PIANO

Il Piano di Tutela delle Acque (Piano o PTA) ha la finalità di tutelare le acque superficiali e sotterranee della Regione Puglia che costituiscono una risorsa da salvaguardare ed utilizzare secondo criteri di solidarietà. Qualsiasi uso delle acque deve essere effettuato salvaguardando le aspettative ed i diritti delle generazioni future a fruire di un integro patrimonio ambientale. Gli usi delle acque



devono essere indirizzati al risparmio e al rinnovo delle risorse per non pregiudicare il patrimonio idrico, la vivibilità dell'ambiente, l'agricoltura, la fauna e la flora acquatiche, i processi geomorfologici e gli equilibri idrologici.

Il primo aggiornamento del Piano di Tutela e tutti i successivi aggiornamenti includono, ai sensi dell'All.4, Parte B punto b) del D.Lgs.152/2006:

- a) la sintesi di eventuali modifiche o aggiornamenti della precedente versione del Piano di Tutela delle Acque, incluso una sintesi delle revisioni da effettuare;
- b) la valutazione dei progressi effettuati verso il raggiungimento degli obiettivi ambientali, con la rappresentazione cartografica dei risultati del monitoraggio nonché la motivazione per il mancato raggiungimento degli obiettivi ambientali;
- c) la sintesi e illustrazione delle misure previste nella precedente versione del Piano non realizzate;
- d) la sintesi di eventuali misure supplementari adottate successivamente alla data di pubblicazione della precedente versione del Piano.

Per il raggiungimento delle finalità del Piano le misure sono distinte in:

- a) misure di carattere generale, definite ai Titoli IV e V;
- b) specifiche misure, definite al Titolo VI.

Le misure per il raggiungimento delle finalità del Piano si rapportano alle classificazioni dei corpi idrici e alle designazioni delle aree sottoposte a specifica tutela, nonché all'analisi dell'impatto esercitato dalla attività antropica sullo stato dei corpi idrici superficiali e sotterranei.

Le misure definiscono il quadro delle azioni, degli interventi, delle regole e dei comportamenti finalizzati alla tutela delle risorse idriche, sulla base dell'interazione tra aspetti specifici della gestione delle acque con altri e diversi aspetti delle politiche territoriali e dell'integrazione tra misure per la tutela qualitativa e misure per la tutela quantitativa sia delle acque superficiali sia delle acque sotterranee.

Verifica di conformità alle NTA del PTA

- *Zone di protezione speciale idrogeologica*

- *Aree di vincolo d'uso degli acquiferi:*
 - *Canale principale acquedotto Pugliese*
 - *Aree di tutela per approvvigionamento idrico di emergenza*
 - *Aree di tutela quali-quantitativa*
 - *Aree vulnerabili alla contaminazione salina*
 - *Aree di tutela quantitativa*

- *Approvvigionamento idrico*
 - *Acque superficiali destinate alla produzione di acqua potabile*
 - *Opere di captazione utilizzate a scopo potabile*
 - *Corpi idrici acquiferi calcarei tardo e post-cretacei utilizzati a scopo potabile*
 - *Corpi idrici acquiferi calcarei cretacei utilizzati a scopo potabile*

- *Aree sensibili*
 - *Perimetrazione Area sensibile*
 - *Bacino area sensibile*

- *Zone vulnerabili da nitrati di origine agricola ZVN*

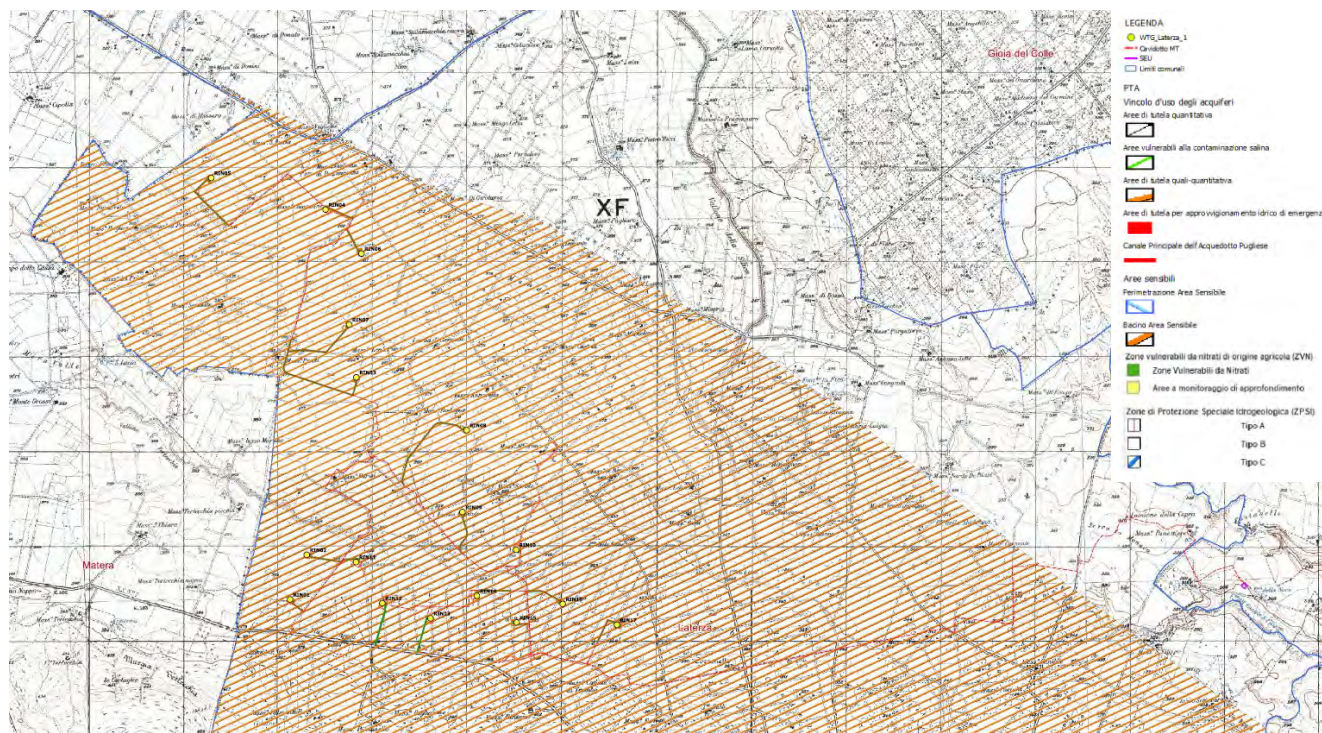


Figura 3-44: Perimetrazioni PTA e opere in progetto

Dall'immagine sopra riportata si evince che **le opere in progetto non interessano Zone di protezione speciale idrologica, zone vulnerabili da nitrati o aree sensibili.**

Le opere in progetto rientrano in una zona a Vincolo d'uso degli acquiferi –Area di tutela quali-quantitativa.

Per quanto riguarda la compatibilità delle opere in progetto con gli obiettivi di tutela del Piano si evidenzia che:

- ✓ le attività previste non comportano la realizzazione di nuovi pozzi di prelievo,
- ✓ la realizzazione delle opere non comporterà alterazioni delle caratteristiche qualitative dell'acquifero.

Alla luce delle considerazioni sopra esposte è possibile asserire che **l'intervento proposto è del tutto compatibile con gli obiettivi di tutela del vigente Piano di Tutela delle Acque.**

3.7. Atmosfera: Aria e Clima

La caratterizzazione dell'ambiente fisico è stata effettuata attraverso vari approfondimenti relativamente agli aspetti climatici tipici dell'area vasta di interesse.

La definizione dell'assetto meteorologico, in cui si colloca una zona geografica, è necessaria a mettere in evidenza quei fattori che regolano e controllano la dinamica atmosferica. I fattori climatici, essenziali ai fini della comprensione della climatologia dell'area in cui è inserito il progetto e di cui di seguito si riportano le principali caratteristiche, sono rappresentati dalle temperature, dalle precipitazioni e dalla ventosità, che interagiscono fra loro influenzando le varie componenti ambientali di un ecosistema.

L'aspetto climatologico è importante, inoltre, al fine della valutazione di eventuali modifiche sulla qualità dell'aria dovute all'inserimento dell'opera in oggetto; l'inquinamento atmosferico è causato, infatti, da gas nocivi e da polveri immesse nell'aria che minacciano la salute dell'uomo e di altri esseri viventi, nonché l'integrità dell'ambiente.

Inquadramento meteo climatico

Il clima della regione pugliese varia in relazione alla posizione geografica e alle quote sul livello medio marino delle sue zone. nel complesso si tratta di un clima mediterraneo caratterizzato da estati abbastanza calde e poco piovose ed inverni non eccessivamente freddi e mediamente piovosi, con abbondanza di precipitazioni durante la stagione autunnale. Le temperature medie sono di circa 15°C-16°C, con valori medi più elevati nell'area ionico-salentina e più basse nel Sub-Appennino dauno e Gargano. Le estati sono abbastanza calde, con temperature medie estive comprese fra i 25°C ed i 30°C e punte di oltre 40°C nelle giornate più calde. Sul versante ionico, durante il periodo estivo, si possono raggiungere temperature particolarmente elevate, anche superiori a 30°C-35°C per lungo tempo. Gli inverni sono relativamente temperati e la temperatura scende di rado sotto lo 0°C, tranne alle quote più alte del Sub-Appennino dauno e del Gargano. nella maggior parte della regione la temperatura media invernale non è inferiore a 5°C. Anche la neve, ad eccezione delle aree di alta quota del Gargano e del Sub-Appennino, è rara. Specie nelle murge meridionali e nel Salento, possono passare diversi anni senza che si verifichino precipitazioni nevose.

A Laterza, le estati sono breve, caldo, asciutto e prevalentemente sereno e gli inverni sono lungo, freddo, ventoso e parzialmente nuvoloso. Durante l'anno, la temperatura in genere va da 3 °C a 31 °C ed è raramente inferiore a -1 °C o superiore a 35 °C.



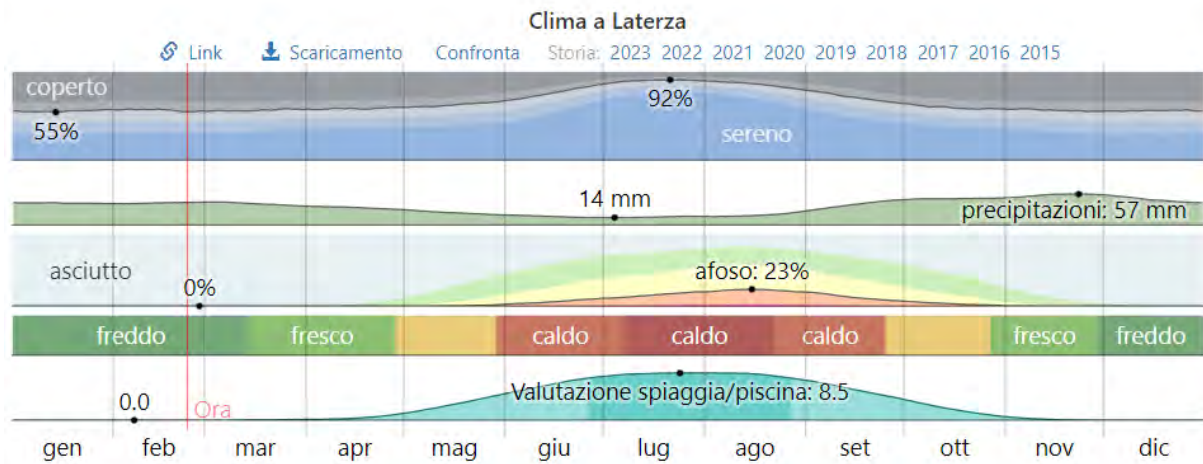


Figura 3-45: Clima Laterza

La stagione calda dura 2,9 mesi, dal 13 giugno al 9 settembre, con una temperatura giornaliera massima oltre 26 °C. Il mese più caldo dell'anno a Laterza è luglio, con una temperatura media massima di 30 °C e minima di 18 °C.

La stagione fresca dura 4,1 mesi, da 20 novembre a 24 marzo, con una temperatura massima giornaliera media inferiore a 14 °C. Il mese più freddo dell'anno a Laterza è gennaio, con una temperatura media massima di 3 °C e minima di 10 °C.

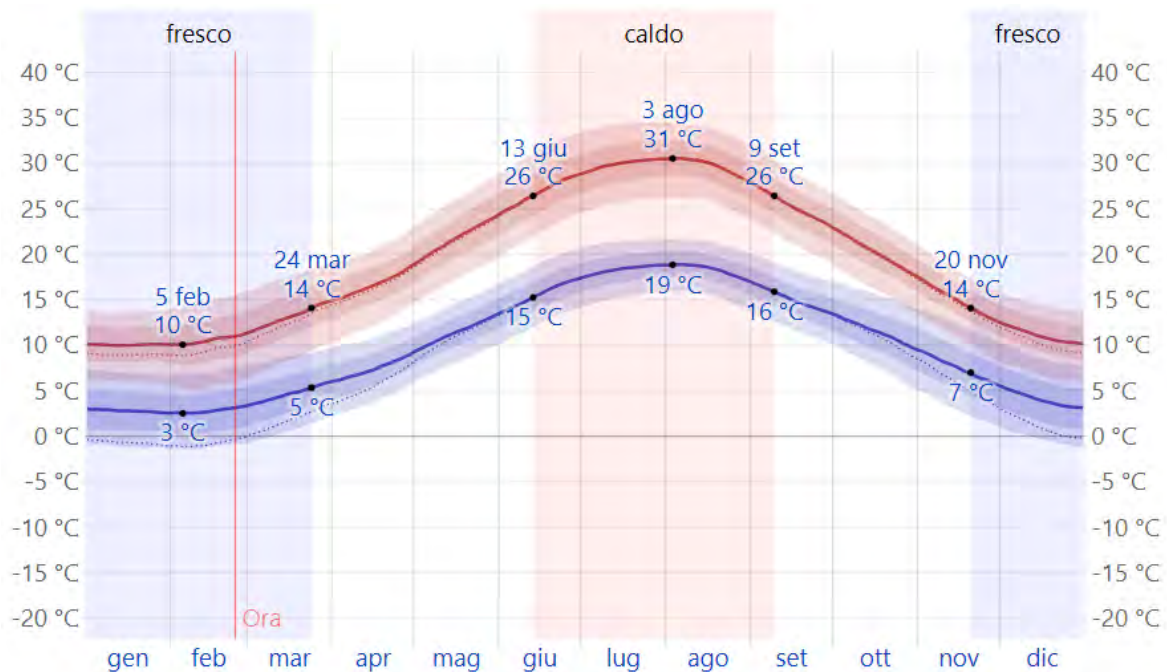


Figura 3-46: Temperatura massima e minima media a Laterza

Un giorno umido è un giorno con al minimo 1 millimetro di precipitazione liquida o equivalente ad acqua. La possibilità di giorni piovosi a Laterza varia durante l'anno.

La stagione più piovosa dura 8,0 mesi, dal 9 settembre al 10 maggio, con una probabilità di oltre 17% che un dato giorno sia piovoso. Il mese con il maggiore numero di giorni piovosi a Laterza è novembre, con in media 7,2 giorni di almeno 1 millimetro di precipitazioni.

La stagione più asciutta dura 4,0 mesi, dal 10 maggio al 9 settembre. Il mese con il minor numero di giorni piovosi a Laterza è luglio, con in media 2,6 giorni di almeno 1 millimetro di precipitazioni.

Fra i giorni piovosi, facciamo la differenza fra giorni con solo pioggia, solo neve, o un misto dei due. Il mese con il numero maggiore di giorni di solo pioggia a Laterza è novembre, con una media di 7,2 giorni. In base a questa categorizzazione, la forma più comune di precipitazioni durante l'anno è solo pioggia, con la massima probabilità di 26% il 28 novembre.



Figura 3-47: Probabilità giornaliera di pioggia a Laterza

Per mostrare le variazioni nei mesi e non solo il totale mensile, mostriamo la pioggia accumulata in un periodo mobile di 31 giorni centrato su ciascun giorno. Laterza ha alcune variazioni stagionali di piovosità mensile.

La pioggia cade in tutto l'anno a Laterza. Il mese con la maggiore quantità di pioggia a Laterza è novembre, con piogge medie di 56 millimetri.

Il mese con la minore quantità di pioggia a Laterza è luglio, con piogge medie di 14 millimetri.

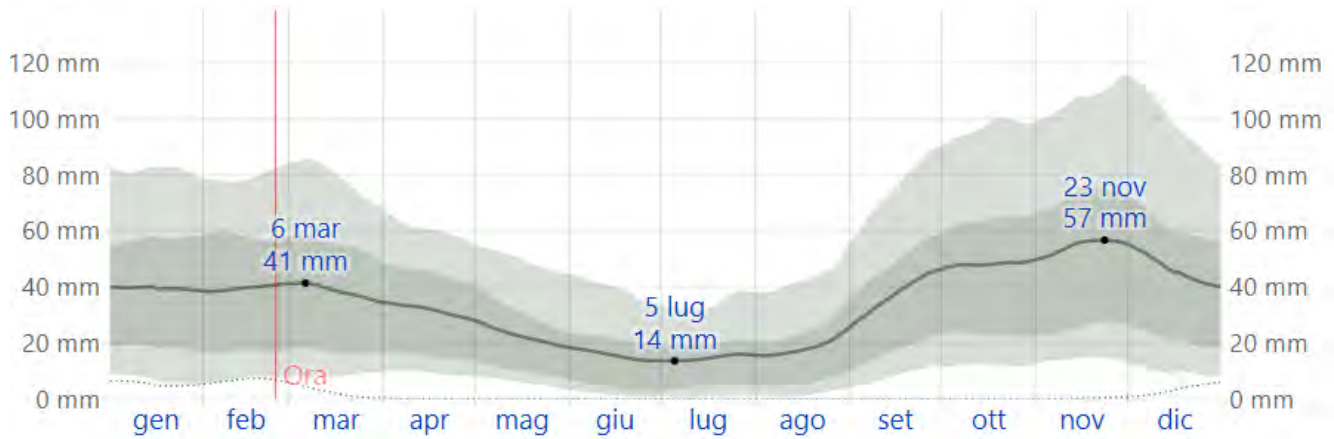


Figura 3-48: Precipitazioni mensili medie a Laterza

Questa sezione copre il vettore medio orario dei venti su un'ampia area (velocità e direzione) a 10 metri sopra il suolo. Il vento in qualsiasi luogo dipende in gran parte dalla topografia locale e da altri fattori, e la velocità e direzione istantanee del vento variano più delle medie orarie.

La velocità oraria media del vento a Laterza subisce moderate variazioni stagionali durante l'anno.

Il periodo più ventoso dell'anno dura 5,3 mesi, dal 4 novembre al 14 aprile, con velocità medie del vento di oltre 15,2 chilometri orari. Il giorno più ventoso dell'anno a Laterza è febbraio, con una velocità oraria media del vento di 17,4 chilometri orari.

Il periodo dell'anno più calmo dura 6,7 mesi, da 14 aprile a 4 novembre. Il giorno più calmo dell'anno a Laterza è agosto, con una velocità oraria media del vento di 12,9 chilometri orari.

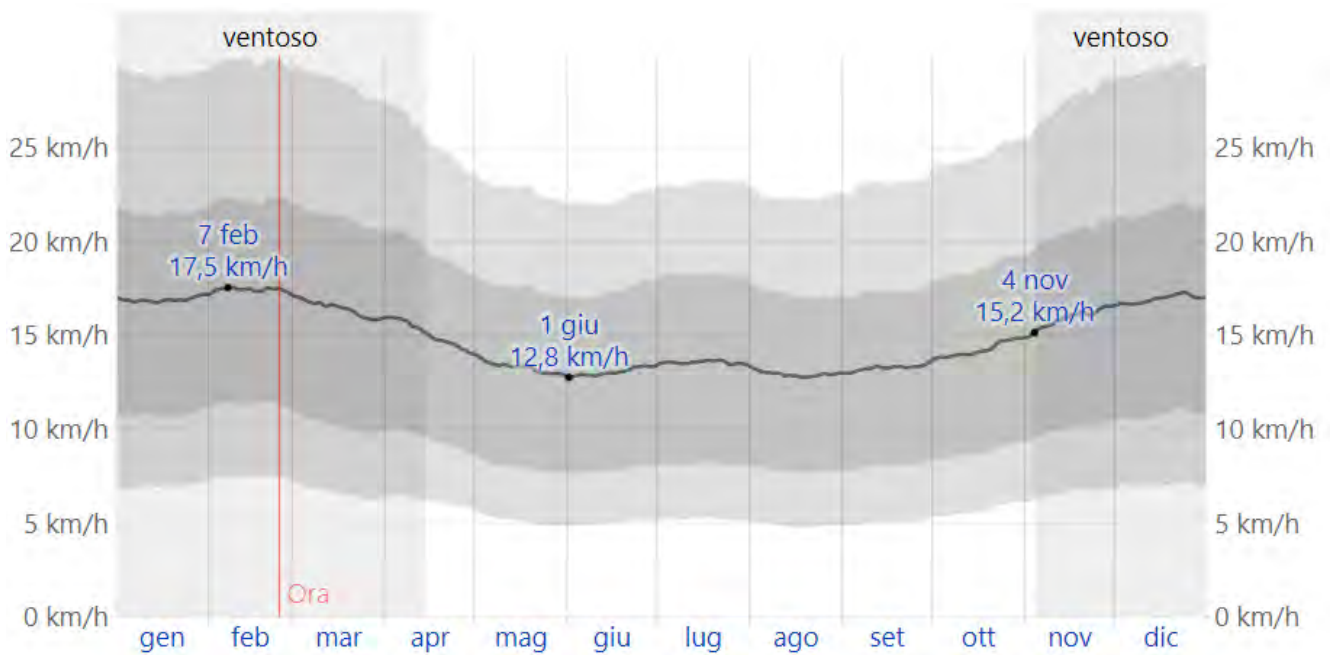


Figura 3-49: Velocità media del vento a Laterza

La direzione oraria media del vento predominante a Laterza varia durante l'anno.

Il vento è più spesso da sud per 1,2 mesi, da 4 aprile a 9 maggio, con una massima percentuale di 33% il 19 aprile. Il vento è più spesso da nord per 11 mesi, da 9 maggio a 4 aprile, con una massima percentuale di 41% il 1 gennaio.

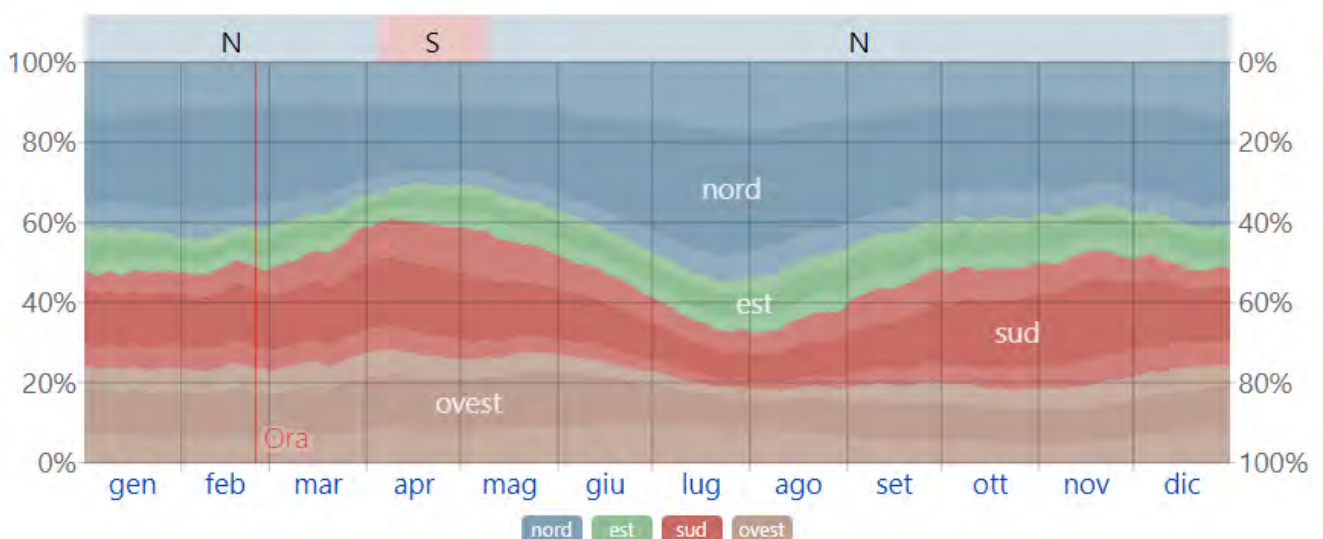


Figura 3-50: Direzione del vento a Laterza

Qualità dell'aria

La qualità dell'aria delle zone circostanti all'area d'intervento viene rilevata e misurata dalle reti di monitoraggio gestite da ARPA Puglia.

In particolare si analizzano i dati dei **valori di concentrazione al suolo nel mese di marzo 2023 delle stazioni più vicine al luogo di impianto**, sebbene esse siano tutte stazioni di rilevamento in territorio urbano o industriale:

Altamura;

Massafra;

Il rapporto di qualità dell'aria effettuato per ARPA Puglia, **non rileva superamenti per i parametri indagati**, fatta eccezione per il PM10, per un numero totale di superamenti comunque inferiore al limite massimo. **La stessa ARPA individua l'area corrispondente alle suddette centraline come buona.**

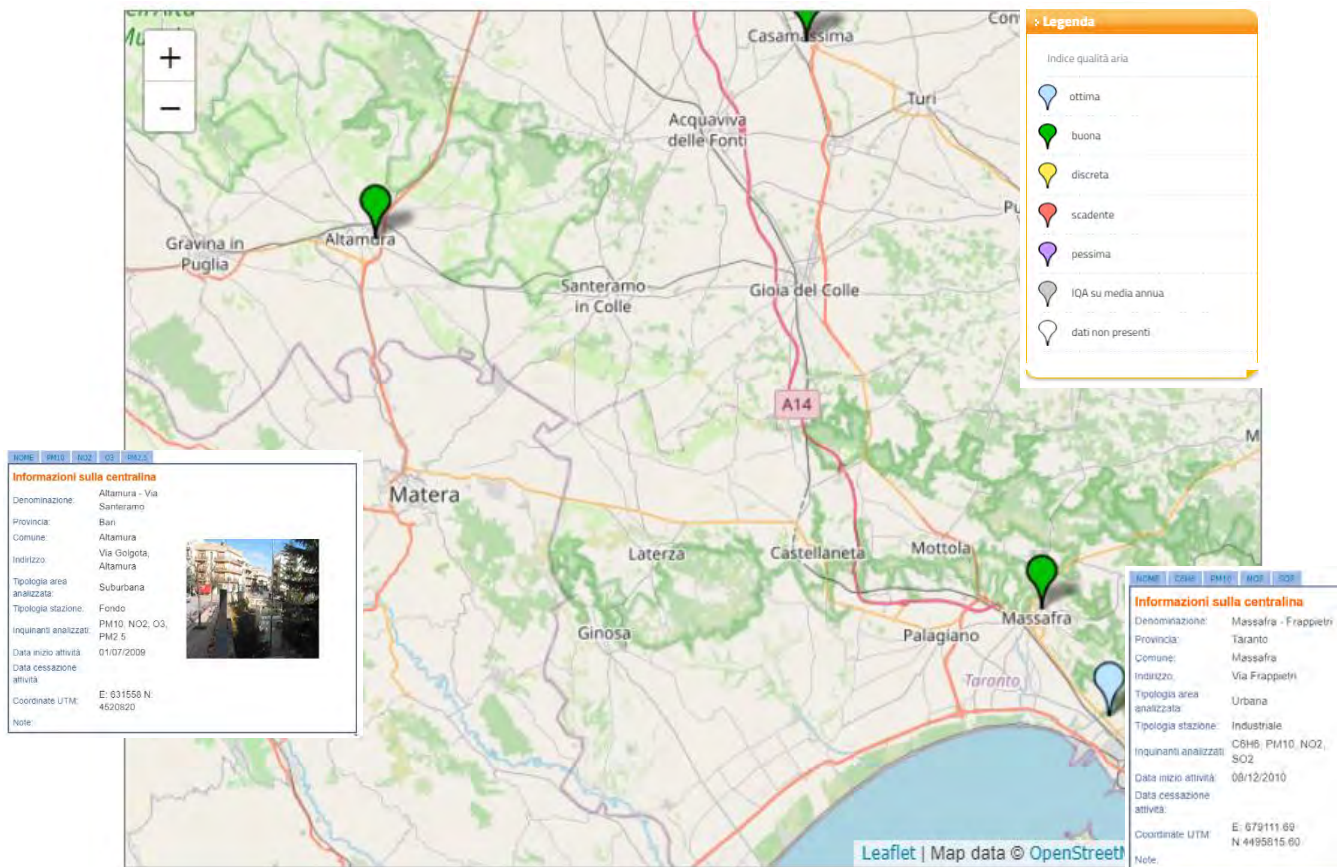


Figura 3-51: Stazioni di rilevamento attorno all'area di impianto (fonte: ARPA Puglia)

3.7.1. Piano regionale della qualità dell'aria

All'interno di questo paragrafo verranno analizzati aspetti di pianificazione e zonizzazione imposti dal Piano, rimandando poi al Quadro di Riferimento Ambientale per gli aspetti puramente tecnici della valutazione della qualità dell'aria.

In Puglia è stato redatto il **Piano Regionale di Qualità dell'aria, Regolamento Regionale n. 6 del 21 maggio 2008**, per ottemperare alla normativa nazionale la quale affida alle Regioni le competenze del monitoraggio delle qualità dell'aria. Il Piano attribuisce ai comuni del territorio regionale la zona di appartenenza in funzione della tipologia di emissione a cui il comune è soggetto e delle conseguenti misure di risanamento da applicare.

Obiettivo principale del Piano è il conseguimento dei limiti di legge per quegli inquinanti, PM₁₀, NO₂, O₃, per i quali, nel periodo di riferimento, sono stati registrati superamenti.

Sulla base dei dati a disposizione è stata effettuata infatti la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuare "misure di mantenimento" per le zone che non mostrano particolari criticità (**zona D**) e "misure di risanamento" per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico veicolare (**Zona A**), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (**Zona B**) o ad entrambi (**Zona C**).

Le "misure di risanamento" prevedono interventi mirati sulla mobilità da applicare nelle Zone A e C, interventi per il comparto industriale nelle Zone B ed interventi per la conoscenza e per l'educazione ambientale nelle zone A e C.

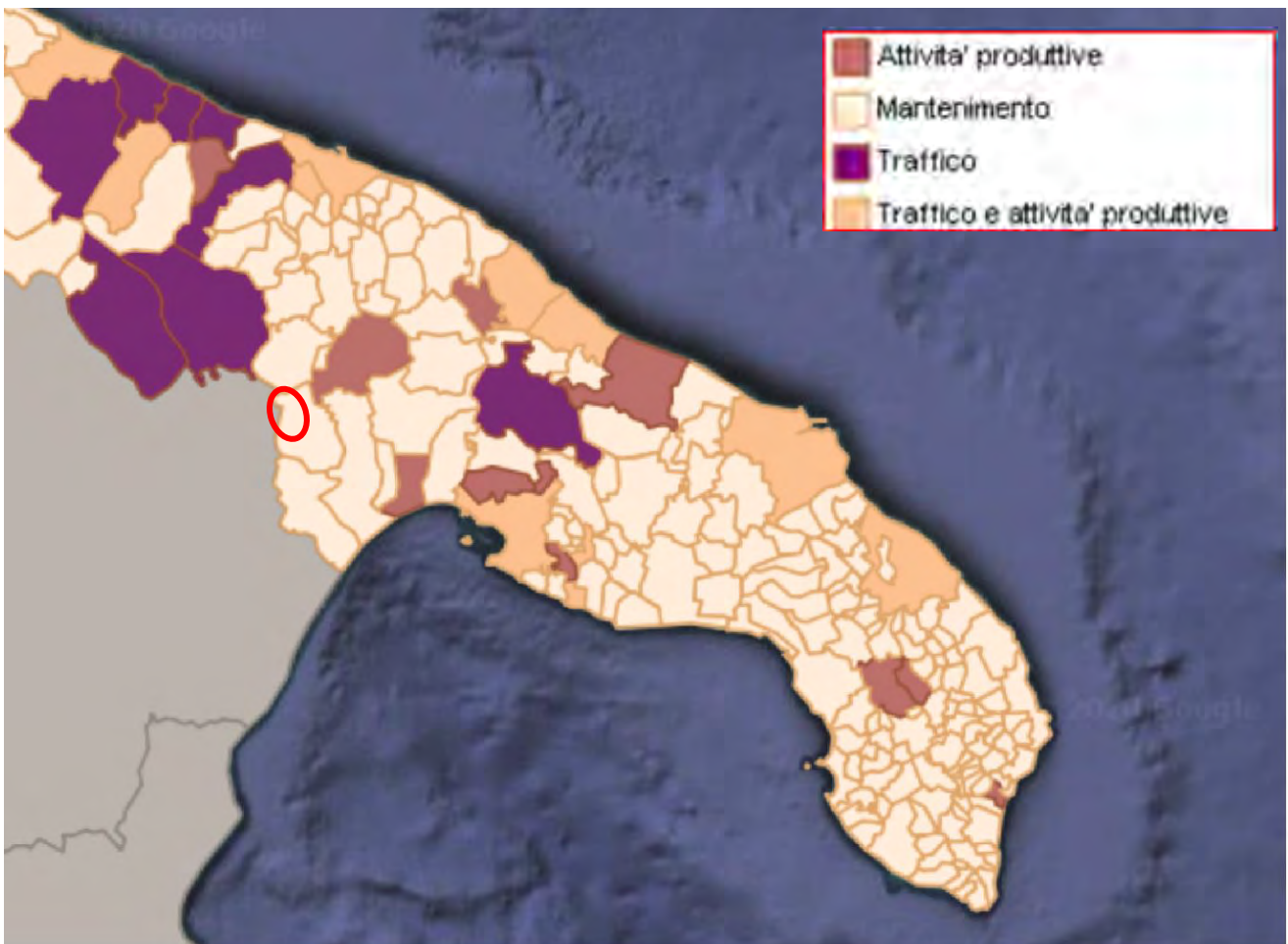


Figura 3-52: Zonizzazione del territorio regionale (fonte: Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2020)

Le misure previste dal Piano hanno quindi l’obiettivo di ridurre le emissioni degli inquinanti in atmosfera, articolandosi secondo quattro linee di intervento generali:

- misure per la mobilità;
- misure per il comparto industriale;
- misure per l’educazione ambientale;
- misure per l’edilizia.

Prioritario diviene intervenire sui settori del traffico e degli impianti industriali, per i quali esistono consolidati esempi di buone pratiche da attuare e rafforzare.

Successivamente viene emanato il **D. Lgs. 155/2010**, il quale prevede **l'adeguamento della zonizzazione del territorio e delle reti di monitoraggio, a cui devono provvedere le Regione e le Provincie autonome attraverso la redazione di progetti di zonizzazione e di progetti di valutazione della qualità dell'aria**. Rispetto alla precedente zonizzazione, basata principalmente sullo stato della qualità dell'aria, sulla situazione di inquinamento e la sua intensità, la nuova zonizzazione deve essere finalizzata alla valutazione e gestione della qualità dell'aria e si deve basare sulle cause che generano l'inquinamento.

L'intero territorio nazionale viene quindi suddiviso in:

- **agglomerati**: zone costituite da un'area urbana o da un insieme di aree urbane che distano tra loro non più di qualche chilometro oppure da un'area urbana principale e dall'insieme delle aree urbane minori che dipendono da quella principale sul piano demografico, dei servizi e dei flussi di persone e merci avente una popolazione superiore a 250.000 abitanti o, se la popolazione è pari o inferiore una densità di popolazione di 3.000 abitanti;
- **zone**: individuate sulla base del carico emissivo, delle caratteristiche orografiche, delle caratteristiche meteo-climatiche e del grado di urbanizzazione del territorio.

Allo stato attuale 17 Regioni e 2 Provincie autonome hanno definito la nuova zonizzazione, per quanto detto la zonizzazione prevista dal D.Lgs. 155 per la protezione della salute umana è quasi completa.

La nuova zonizzazione consente una valutazione e gestione della qualità dell'aria conforme e uniforme su tutto il territorio nazionale.

Inoltre l'adeguamento delle reti di monitoraggio previsto dal D.Lgs. 155 è stato definito in 6 regioni (per il resto istruttoria in corso o progetti da presentare).

L'esame e l'analisi integrate delle caratteristiche demografiche, orografiche e meteorologiche regionali, nonché della distribuzione dei carichi emissivi consente di effettuare la seguente valutazione di sintesi del/i fattore/i predominante/i nella formazione dei livelli di inquinamento in aria ambiente del nostro territorio regionale ai sensi del D. Lgs. 155/2010:

1. sul territorio regionale è individuato un agglomerato, costituito dall'area urbana delimitata dai confini amministrativi dei Comuni di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso, Triggiano;



2. la porzione di territorio regionale delimitata dai confini amministrativi dei Comuni di Brindisi e Taranto, nonché dei Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco, S. Pietro Vernotico, Torchiarolo (che in base a valutazioni di tipo qualitativo effettuate dall'ARPA Puglia in relazione alle modalità e condizioni di dispersione degli inquinanti sulla porzione di territorio interessata, potrebbero risultare maggiormente esposti alle ricadute delle emissioni prodotte da tali sorgenti) è caratterizzato dal carico emissivo di tipo industriale, quale fattore prevalente nella formazione dei livelli di inquinamento;
3. le caratteristiche orografiche e meteo-climatiche costituiscono i fattori predominanti nella determinazione dei livelli di inquinamento sul resto del territorio regionale. Sono individuabili due macroaree di omogeneità orografica e meteorologica: una pianeggiante, che comprende la fascia costiera adriatica e ionica e il Salento, e una collinare, comprendente la Murgia e il promontorio del Gargano.

La Regione Puglia ha deliberato l'adeguamento della Rete Regionale di monitoraggio della Qualità dell'Aria al D. Lgs. 155/10, con l'adozione di due distinti atti.

Con la D.G.R. n. 2979/2011 è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e la sua classificazione in 4 aree omogenee:

1. **ZONA IT1611:** zona collinare, comprendente le aree meteorologiche I, II e III;
2. **ZONA IT1612:** zona di pianura, comprendente le aree meteorologiche IV e V;
3. **ZONA IT1613:** zona industriale, comprendente le aree dei Comuni di Brindisi, Taranto e dei Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco, S. Pietro Vernotico, Torchiarolo;
4. **ZONA IT1614:** agglomerato di Bari, comprendente l'area del Comune di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso, Triggiano.

La perimetrazione delle zone è effettuata sulla base dei confini amministrativi comunali, pertanto, considerando l'estensione dell'intervento nel Comune di Laterza, l'area ricade nella zona collinare.

Le vecchie aree A, B, C, D vengono meglio identificate territorialmente e qualitativamente e sostituite con un identificativo alfanumerico.





Figura 3-53: zonizzazione Regione Puglia D.Lgs 155/2010 (fonte: Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2020)

Ad ogni modo, diversamente dal PROA non vengono identificate e fornite misure e/o azioni di salvaguardia e mitigazione, né vengono abrogate quelle previste dal su citato PROA ritenendole ancora valide.

Con la D.G.R. 2420/2013 è stato invece approvato il Programma di Valutazione (PdV) contenente la riorganizzazione della Rete Regionale della Qualità dell’Aria.

La RROA così ridefinita rispetta i criteri sulla localizzazione fissati dal D. Lgs. 155/10 e dalla Linea Guida per l’individuazione della rete di monitoraggio della qualità dell’aria redatta dal Gruppo di lavoro costituito nell’ambito del Coordinamento ex art. 20 del D. Lgs. 155/2010.

In merito al progetto qui esaminato è importante sottolineare, relativamente a quanto fino ad ora esposto, che **le opere in progetto non comporteranno l’aumento delle emissioni inquinanti.**

Come si vedrà nel quadro di riferimento Ambientale, gli interventi di progetto **produrranno esclusivamente in fase di cantiere** un lievissimo aumento delle emissioni veicolari a sua volta causato da un **incremento trascurabile del trasporto su strada**. L’applicazione delle misure di mitigazione, in seguito meglio descritte, garantirà comunque un elevato livello di protezione ambientale.

3.8. Sistema paesaggistico: Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali

Il **paesaggio**, inteso nel senso più ampio del termine quale insieme di bellezze naturali e di elementi del patrimonio storico ed artistico, risultato di continue evoluzioni ad opera di azioni naturali ed antropiche, scenario di vicende storiche, **è un "bene" di particolare importanza nazionale**. Il paesaggio, in quanto risultato di continue evoluzioni, **non si presenta come un elemento "statico" ma come materia "in continua evoluzione"**.

I diversi "tipi" di paesaggio sono definibili come:

- **paesaggio naturale:** spazio inviolato dall'azione dell'uomo e con flora e fauna naturali sviluppate spontaneamente;
- **paesaggio semi-naturale:** spazio con flora e fauna naturali che, per azione antropica, differiscono dalle specie iniziali;
- **luogo culturale:** spazio caratterizzato dall'attività dell'uomo (le differenze con la situazione naturale sono il risultato di azioni volute);
- **valore naturale:** valore delle caratteristiche naturali di uno spazio che permangono dopo le attività trasformatrici dell'uomo (specie animali e vegetali, biotipi, geotipi);
- **valore culturale:** valore caratteristiche di uno spazio dovute all'insediamento umano (edificazione ed infrastrutture, strutture storiche, reperti archeologici);
- **valore estetico:** valore da correlarsi alla sua accezione sociale (psicologico/culturale).

L'analisi di impatto ambientale non può esimersi da considerare anche l'incidenza che l'opera può determinare nello scenario panoramico, con particolare riferimento alle possibili variazioni permanenti nel contesto esistente.

3.8.1. Descrizione del patrimonio paesaggistico, storico e culturale

L'area vasta che interessa l'impianto comprende più tipologie di paesaggi, il **paesaggio rurale dell'Alta murgia, i paesaggi rurali dell'Arco Ionico Tarantino e il paesaggio rurale lucano (Area Vasta)**.

Gli elementi tipici del paesaggio rurale lucano sono legati alla variegata configurazione orografica del territorio, caratterizzata da comparti territoriali montuosi e alto-collinari, e terrazzamenti argillosi che degradano con ondulamenti collinari verso il Tavoliere pugliese ad est e verso la pianura litoranea che accoglie le foci dei principali fiumi lucani a sud-est.

Nel corso dell'ultimo secolo il paesaggio agrario ha subito significative trasformazioni e ad oggi le tipologie rurali rappresentano l'indicatore più evidente dei mutamenti economici e culturali di questa regione; ciò risulta in particolare dalla conseguente perdita del patrimonio architettonico costituito dagli ovili e dai ricoveri montani, mentre sopravvivono, del tutto destituiti di ogni funzione originaria, gli "iazzi", le masserie e le grandi strutture articolate in più manufatti, destinate al ricovero delle greggi e alla gestione dei grandi latifondi collinari e di pianura. Oggi un'ulteriore evoluzione sta interessando in particolare questi territori storicamente rurali nel tentativo di incentivare il settore turistico, con la conseguente introduzione di nuovi elementi paesaggistici la cui compatibilità con i le matrici strutturali del territorio risulta talvolta complessa e problematica.

Per l'Arco Ionico Tarantino è più corretto parlare di paesaggi rurali più che di un paesaggio.

La grande varietà geomorfologica dell'ambito si riflette fortemente sull'articolazione della struttura agro- silvo- pastorale.

Un primo paesaggio rurale si può identificare nei rilievi delle propaggini murgiane, ovvero nella parte nord-occidentale dell'ambito che si caratterizza per le forme dei rilievi su cui si presenta un alternarsi di monoculture seminative, caratterizzati da variazioni della trama, che diviene via via più fitta man mano che aumentano le pendenze dei versanti, e da una serie di mosaici agricoli e di mosaici agro-silvo-pastorali in prossimità delle incisioni vallive fluviocarsiche.

La grande pregnanza morfologica fa sì che la grande diversità di tipologie rurali sia comunque relazionata l'un l'altra.



Figura 3-54: inquadramento dell'impianto eolico-fonte Google

Come si evince dall'immagine precedente, **l'area di sito del progetto interessa il territorio comunale di Laterza.**

Il paesaggio rurale dell'Alta Murgia presenta ancora le caratteristiche del latifondo e dei campi aperti, delle grandi estensioni, dove il seminativo e il seminativo associato al pascolo sono strutturati su questa maglia molto rada su di una morfologia lievemente ondulata. La singolarità del paesaggio rurale murgiano, così composto si fonde con le emergenze geomorfologiche, la scarsità di infrastrutturazione sia a servizio della produzione agricola sia a servizio della mobilità, tutto questo ha impedito un forte stravolgimento del paesaggio rurale e del relativo sistema insediativo. Si segnalano i mosaici e la forte presenza di associazioni colturali arboree intorno ai centri urbani, concentrati nella parte meridionale dell'ambito.

Laterza (TA – Regione Puglia)



Figura 3-55: Vista dalla Città di Laterza

Laterza è situata a nord-ovest della provincia di Taranto, ad un'altezza media di 362 m s.l.m., con un territorio che si insinua tra le province di Bari e di Matera. Il territorio laterzino fa parte della diramazione appenninica della murgia barese, e, nonostante non abbia sbocchi sul mare, ricade nella regione geografica dell'arco Ionico tarantino.

Laterza è situata in una posizione strategica, sul ciglio occidentale dell'omonima gravina, che rappresenta un suggestivo canyon di origine carsica. Inoltre, la gravina, grazie al suo habitat, può vantare la presenza di varie specie ornitologiche, che hanno permesso l'istituzione dell'oasi a protezione dell'avifauna della gravina di Laterza nel 1985, gestita dal 1999 dalla LIPU. Il comune fa parte del Parco naturale regionale Terra delle Gravine istituito in Puglia nel 2005[5] per tutelarne il patrimonio paesaggistico e faunistico.

Tre sono le ipotesi dalle quali si pensa derivi il nome di Laterza. Alcuni scrittori pensano che derivi dal latino "Latentia", ovvero "nascosto", per la vasta presenza sul territorio di caverne e nascondigli;

per altri, invece, deriverebbe da un'altra parola latina, "Tertia", con riferimento ai militi di una terza legione che qui, in una data imprecisata, si sarebbero accampati. Questa ipotesi potrebbe essere avvalorata dal fatto che Laterza è situata lungo il tracciato della via Appia nuova, che unisce Roma a Brindisi, passando per Taranto, ricalcando in parte il tracciato dell'Appia antica ancora visibile in alcuni tratti.

Recenti indagini paleontologiche condotte tra i comuni di Ginosa e Laterza dai ricercatori dell'Università degli Studi di Bari, hanno dimostrato la presenza dell'uomo già a partire da un'insoluta *Pebble Culture*, la cultura degli strumenti su ciottolo di tradizione Olduvaiana, temporaneamente abbinata all'Acheuleano (compreso tra i 700/600.000 e 120.000 anni) con la raccolta e documentazione di choppers, protobifacciali e bifacciali amigdaloidi (le cosiddette amigdale), di solito assegnate a *H. heidelbergensis*, proseguendo, in una sequenza cronologica Pleistocenica, con la *facies* Musteriana (300/130-35.000 anni fa) di *H. neanderthalensis*, e con l'uomo anatomicamente moderno dell'Epigravettiano finale (11-10.000 anni fa) utente di un probabile "santuario" in Grotta San Pellegrino, come comprovato da due mirabili lamine calcaree graffite e decorate in ocra. Nella stessa località l'Olocene si presenta col Neolitico e l'Età del Bronzo.

È al paleontologo Franco Biancofiore che si deve lo studio di una necropoli protostorica collocabile tra il 3000 -2500 a.C., ritrovata nel 1965 grazie a lavori di scavo in località Candile, che attesta il popolamento del territorio di Laterza sin dall'antichità. La tipologia degli ipogei funerari, le suppellettili e gli utensili in selce ed osso documentano la presenza di una popolazione dell'eneolitico di cacciatori-pescatori seminomadi di origine balcanica, denominata Civiltà di Laterza.

Testimonianze successive del popolamento dell'area risalgono ai peuceti, all'epoca della Magna Grecia e dell'età romana e sono oggi custoditi nel museo archeologico di Taranto e nel museo archeologico di Matera.

La prima fonte pervenuta fino a noi nella quale è citato l'insediamento di Laterza risale al 1082 ed è conservata presso l'Archivio privato Gattini di Matera: nel documento, che dispone la concessione di terreni e privilegi a Scipione Gattini da parte del conte di Matera Loffredo, il casale è designato con il nome di "Latercio". Il casale era stato annesso sin dal 1064 alla contea di Matera concessa da Roberto il Guiscardo ai Loffredi, che l'abbandonarono nel 1133: Laterza divenne allora feudo del logoteta normanno Riccardo.



L'abitato attuale sorse con tutta probabilità intorno all'anno 1000. Inizialmente fu parte integrante del territorio di Matera e dopo essere appartenuto al protonotario Riccardo Logoteta, solo verso il 1209 (come risulta in un documento del cancelliere Gualtieri di Palearia, tutore di Federico II) il feudo laertino venne concesso definitivamente da Federico II ai prelati baresi. Successivamente divenne parte integrante del Principato di Taranto e fu governato da vari feudatari.

Nel 1280 circa, Laterza ed altri feudi limitrofi furono donati da Carlo I d'Angiò a Narjot IV de Toucy. Nonostante le contese con l'arcivescovo di Bari, la famiglia dei Toucy governerà Laterza sino al 1294 anno in cui il casale sarà infeudato a Filippo d'Angiò, principe di Taranto. È da far risalire probabilmente a questo periodo la costruzione del castello, chiamato Palazzo Marchesale, con portale datato 1393, che subirà rimaneggiamenti sino ad assumere l'attuale aspetto in fase di restauro.

Dal XVI al XIX secolo a Laterza venne praticata ininterrottamente l'arte della maiolica. Nel Settecento, il periodo di massimo splendore, questa costituisce la principale attività del luogo, fino a quando, venute meno le commesse borboniche e vaticane che costituivano la quasi totalità dei clienti che avevano la possibilità di acquistare la pregiata e costosa maiolica di Laterza, le botteghe pian piano furono chiuse.

Dal 1806, con l'eversione della feudalità la cittadina fu governata direttamente dal regno borbonico; successivamente entrerà a far parte del Regno d'Italia. A Laterza ci furono due feudatari i marchesi D'Azzia e successivamente fino al 1806 i marchesi napoletani di origine spagnola Perez Navarrete. In seguito il titolo nominale passò alla famiglia Longo de Bellis di Napoli, di cui vi è un ramo esistente in Rutigliano (Ba).

Tra i principali monumenti si ricordano:

- Il santuario Maria santissima Mater Domini di Laterza
- La chiesa matrice di San Lorenzo martire
- Santa Maria Assunta in Cielo (già abbazia Santa Maria la Grande)
- La chiesa della Madonna delle Grazie
- **La unique crypta detta "Cantina Spagnola"**
- Il palazzo marchesale
- La "fontana medievale"
- Numerosissime chiese rupestri.



3.8.2. Strumenti di programmazione/pianificazione paesaggistica, urbanistica e territoriale.

Il presente capitolo illustra gli indirizzi degli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti nel territorio in esame e le eventuali interferenze che il progetto di impianto mostra con questi strumenti.

In particolare sono analizzati, nell'ordine:

- gli strumenti di pianificazione territoriale;
- i vincoli territoriali ed ambientali derivanti da normativa specifica (pianificazione paesaggistica, ecc.);
- gli strumenti di pianificazione locale.

Lo Scrivente intende quindi descrivere i rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori, evidenziando:

- le eventuali modificazioni intervenute con riguardo alle ipotesi di sviluppo assunte a base delle pianificazioni;
- gli interventi connessi, complementari o a servizio rispetto a quello proposto, con le eventuali previsioni temporali di realizzazione.

In particolare, nei paragrafi successivi, sono analizzati:

- ✚ Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR);
- ✚ Piani Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP);
- ✚ Strumento urbanistico del Comune di Laterza;
- ✚ Strumento urbanistico del Comune di Castellaneta

3.8.2.1. Piano paesaggistico territoriale regionale

A seguito dell'emanazione del D.Lgs 42/2004 "Codice dei Beni culturali e del paesaggio", la Regione Puglia ha dovuto provvedere alla redazione di un nuovo Piano Paesaggistico coerente con i nuovi principi innovativi delle politiche di pianificazione, che non erano presenti nel Piano precedentemente vigente, il P.U.T.T./p.

In data 16/02/2015 con Deliberazione della Giunta Regionale n.176, pubblicata sul B.U.R.P. n. 40 del 23/03/2015, il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Regione Puglia è stato definitivamente approvato ed è pertanto diventato operativo a tutti gli effetti.

Risulta pertanto essenziale la verifica di compatibilità con tale strumento di pianificazione paesaggistica, che come previsto dal Codice si configura come uno *strumento avente finalità complesse, non più soltanto di tutela e mantenimento dei valori paesistici esistenti ma altresì di valorizzazione di questi paesaggi, di recupero e riqualificazione dei paesaggi compromessi, di realizzazione di nuovi valori paesistici.*

Il PPTR comprende:

- la ricognizione del territorio regionale, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche, impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni;
- la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del Codice, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso ai sensi dell'art. 138, comma 1, del Codice;
- la ricognizione delle aree tutelate per legge, di cui all'articolo 142, comma 1, del Codice, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione di prescrizioni d'uso intese ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;
- la individuazione degli ulteriori contesti paesaggistici, diversi da quelli indicati all'art. 134 del Codice, sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;

- l'individuazione e delimitazione dei diversi ambiti di paesaggio, per ciascuno dei quali il PPTR detta specifiche normative d'uso ed attribuisce adeguati obiettivi di qualità;
- **l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché la comparazione con gli altri atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;**
- la individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse o degradate e degli altri interventi di valorizzazione compatibili con le esigenze della tutela;
- la individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate;
- le linee-guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione e gestione di aree regionali, indicandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti;
- le misure di coordinamento con gli strumenti di pianificazione territoriale e di settore, nonché con gli altri piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico.

Di fondamentale importanza nel PPTR è la **volontà conoscitiva di tutto il territorio regionale sotto tutti gli aspetti: culturali, paesaggistici, storici.**

Attraverso *l'Atlante del Patrimonio*, il PPTR, fornisce la descrizione, la interpretazione nonché la rappresentazione identitaria dei paesaggi della Puglia, presupposto essenziale per una visione strategica del Piano volta ad individuare le regole statutarie per la tutela, riproduzione e valorizzazione degli **elementi patrimoniali che costituiscono l'identità paesaggistica della regione e al contempo risorse per il futuro sviluppo del territorio.**

Il quadro conoscitivo e la ricostruzione dello stesso attraverso l'Atlante del Patrimonio, oltre ad assolvere alla funzione interpretativa del patrimonio ambientale, territoriale e paesaggistico, definisce le regole statutarie, ossia le regole fondamentali di riproducibilità per le trasformazioni future, **socioeconomiche e territoriali, non lesive dell'identità dei paesaggi pugliesi e concorrenti alla loro valorizzazione durevole.**



Lo scenario strategico assume i valori patrimoniali del paesaggio pugliese e li traduce in obiettivi di trasformazione per contrastarne le tendenze di degrado e costruire le precondizioni di forme di sviluppo locale socioeconomico auto-sostenibile. Lo scenario è articolato a livello regionale in **obiettivi generali** (Titolo IV Elaborato 4.1), a loro volta articolati negli **obiettivi specifici**, riferiti a vari **ambiti paesaggistici**.

Gli ambiti paesaggistici sono individuati attraverso la valutazione integrata di una pluralità di fattori:

- la conformazione storica delle regioni geografiche;
- i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;
- i caratteri ambientali ed ecosistemici;
- le tipologie insediative: città, reti di città infrastrutture, strutture agrarie
- l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;
- l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

Definizione di ambito e figura territoriale

Il PPTR definisce 11 Ambiti di paesaggio e le relative figure territoriali. Il territorio del comune di Laterza è contenuto in due ambiti, **l'ambito territoriale n.6 – Alta Murgia** e **l'ambito territoriale n.8 – Arco Ionico tarantino**. **Il parco eolico in oggetto è compreso nell'ambito 6.**

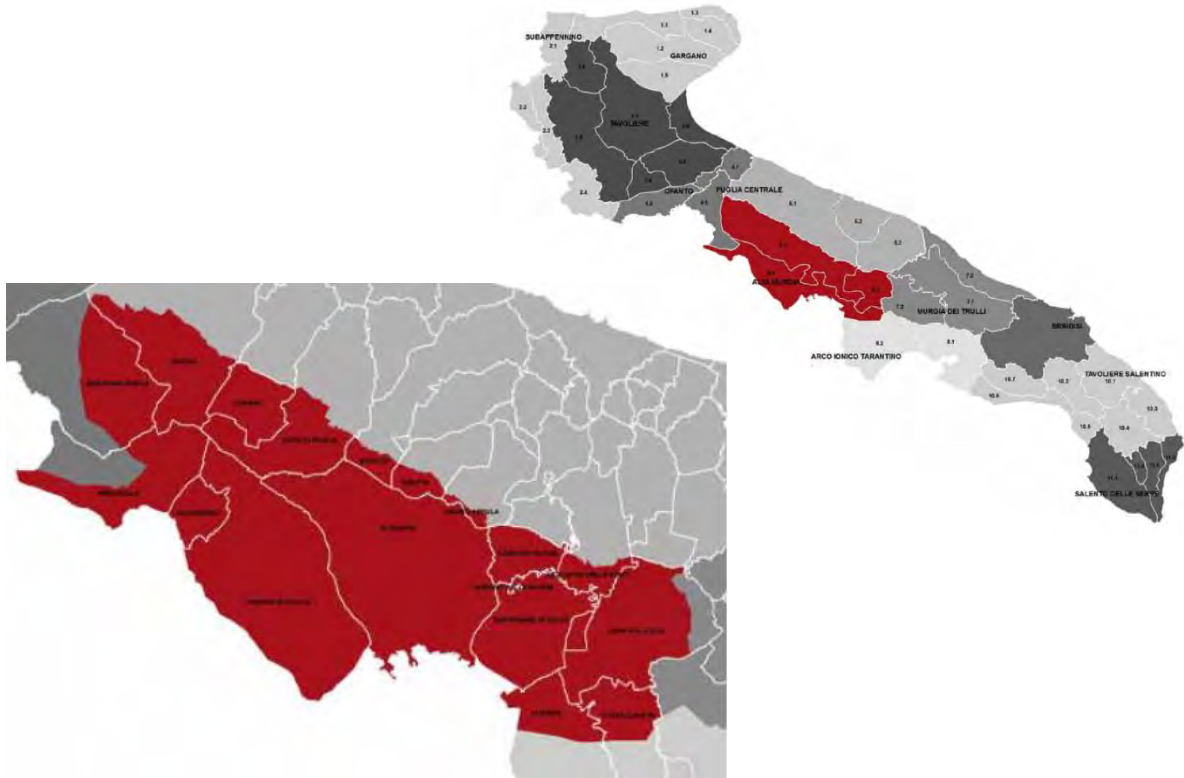


Figura 3-56: Individuazione dell'ambito territoriale n.6 e relativa figura territoriale (fonte: Piano Paesaggistico Territoriale Regionale - PPTR)

Prima di passare all'analisi delle tre strutture specifiche in cui si articola il quadro conoscitivo, si riporta qui di seguito uno stralcio dell'elaborato 3.2.3 "**La valenza ecologica del territorio agro-silvo-pastorale regionale**", allegato alla descrizione strutturale di sintesi del territorio regionale.

L'Atlante del Patrimonio, di cui tali elaborati fanno parte, fornisce la rappresentazione identitaria dei paesaggi della Puglia, per la costruzione di un quadro conoscitivo quanto più dettagliato e specifico.

Le tavole infatti offrono una immediata lettura della ricchezza ecosistemica del territorio, che nel caso in esame non presentano una varietà di specie per le quali esistono obblighi di conservazione,

specie vegetali oggetto di conservazione, elementi di naturalità, vicinanza a biotipi o agroecosistemi caratterizzati da particolare complessità o diversità.

La conoscenza di tali descrizioni rappresenta un presupposto essenziale per l'elaborazione di qualsivoglia intervento sul territorio, e la società proponente non si è sottratta da un'attenta analisi di tutte le componenti in gioco.

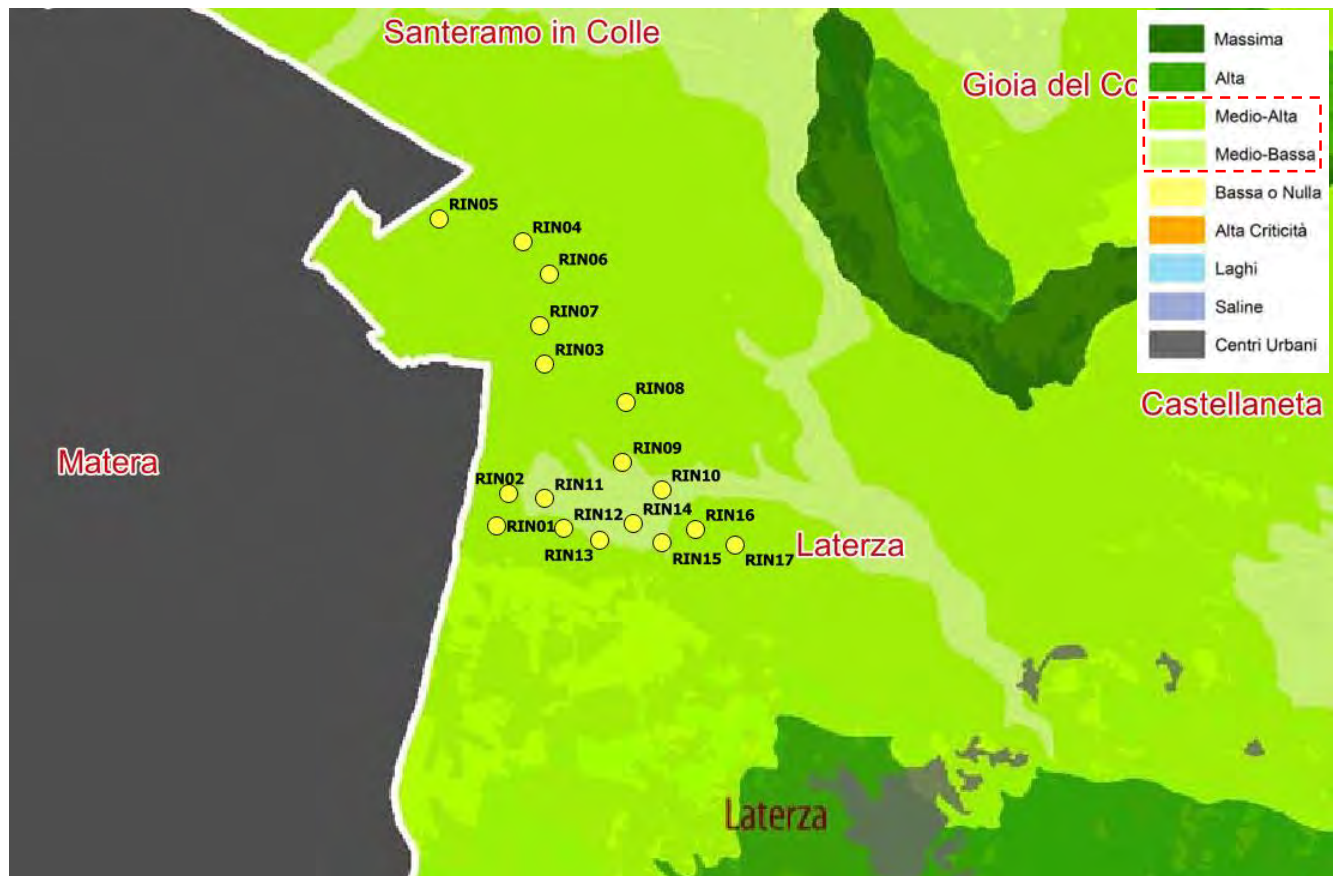


Figura 3-57: la valenza ecologica, elaborato del PPTR

Dall'elaborato si evince infatti come l'area oggetto di studio appartenga prevalentemente alla categoria delle superfici a valenza ecologica medio-bassa ovvero sia *alle colture seminative marginali ed estensive con presenza di uliveti persistenti e/o coltivati con tecniche tradizionali. La matrice agricola ha una presenza saltuaria di boschi residui, siepi, muretti e filari con sufficiente contiguità agli ecotoni, e scarsa ai biotipi; e medio alta ovvero sia corrisponde prevalentemente alle estese aree olivate persistenti e/o coltivate con tecniche tradizionali, con presenza di zone agricole eterogenee. Sono comprese quindi aree coltivate ad uliveti in estensivo, le aree agricole con presenza di spazi naturali, le aree agroforestali, i sistemi colturali complessi, le coltivazioni annuali associate a colture permanenti.*

L'agroecosistema, anche senza la presenza di elementi con caratteristiche di naturalità, mantiene la relativa permeabilità orizzontale data l'assenza di elementi di pressione antropica.

Sistema delle tutele

Il sistema delle tutele del suddetto PPTR individua Beni Paesaggistici (BP) e Ulteriori Contesti Paesaggistici (UCP) suddividendoli in tre macro-categorie e relative sottocategorie:

- ***Struttura Idrogeomorfologica:***
 - Componenti geomorfologiche;
 - Componenti idrologiche;

- ***Struttura Ecosistemica e Ambientale:***
 - Componenti botanico/vegetazionali;
 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici;

- ***Struttura antropica e storico-culturale:***
 - Componenti culturali e insediative;
 - Componenti dei valori percettivi.

Come si evince dagli elaborati grafici allegati e dalle immagini seguenti, sovrapponendo **le opere in progetto** alla cartografia di riferimento del PPTR si sono determinate le seguenti considerazioni.

Per la consultazione di tali cartografie, si rimanda agli elaborati grafici prodotti nell'allegato AM00_a e AM00_b.

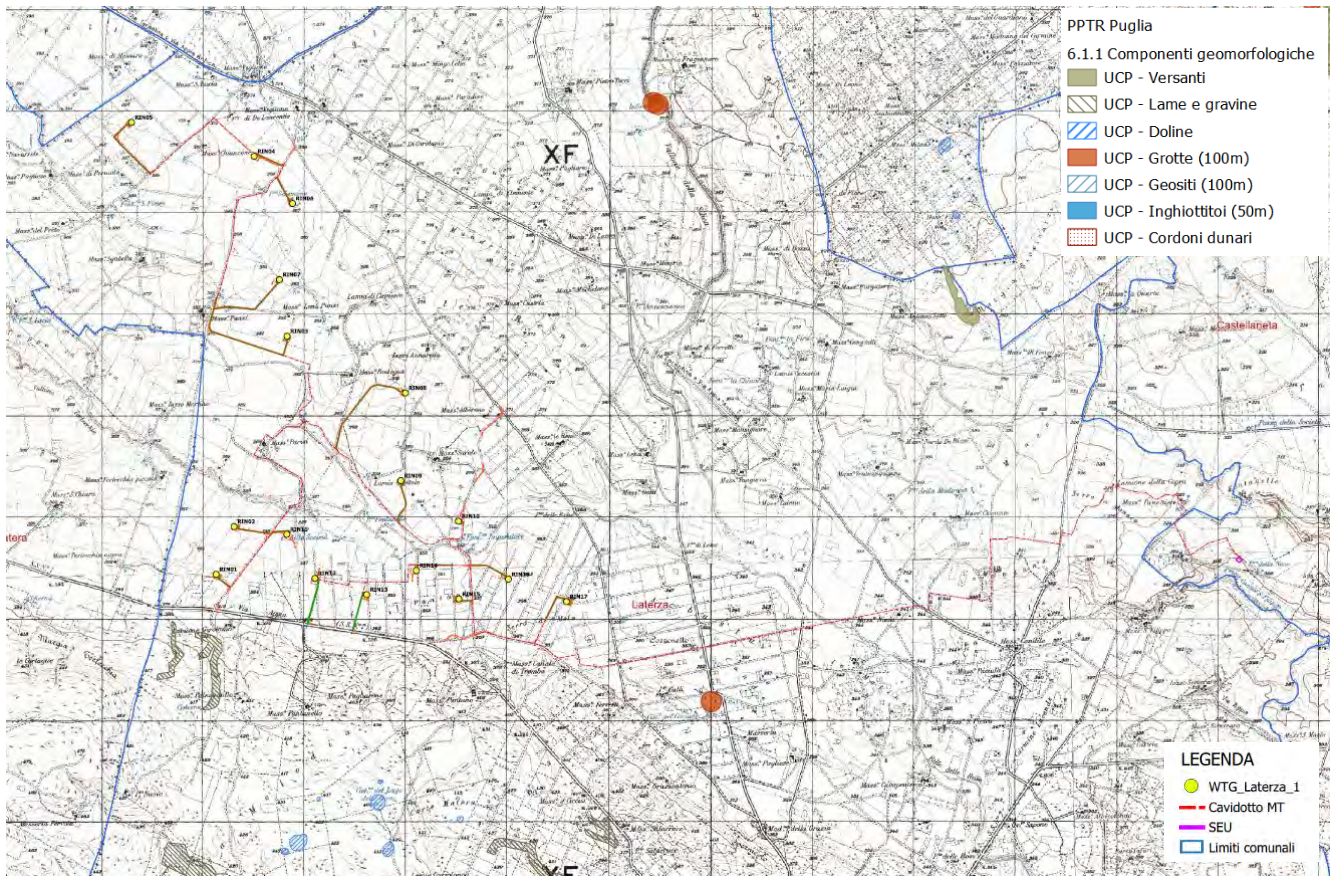


Figura 3-58: PPTR – Componenti geomorfologiche: individuazione di BP e UCP nell'area di intervento

Per quanto concerne le Componente geomorfologiche, come si evince dallo stralcio cartografico sopra riportato, l'area di progetto è priva di tali emergenze, per cui **le opere in progetto non interferiscono con alcun elemento delle componenti paesaggistiche sottoposte a tutela.**

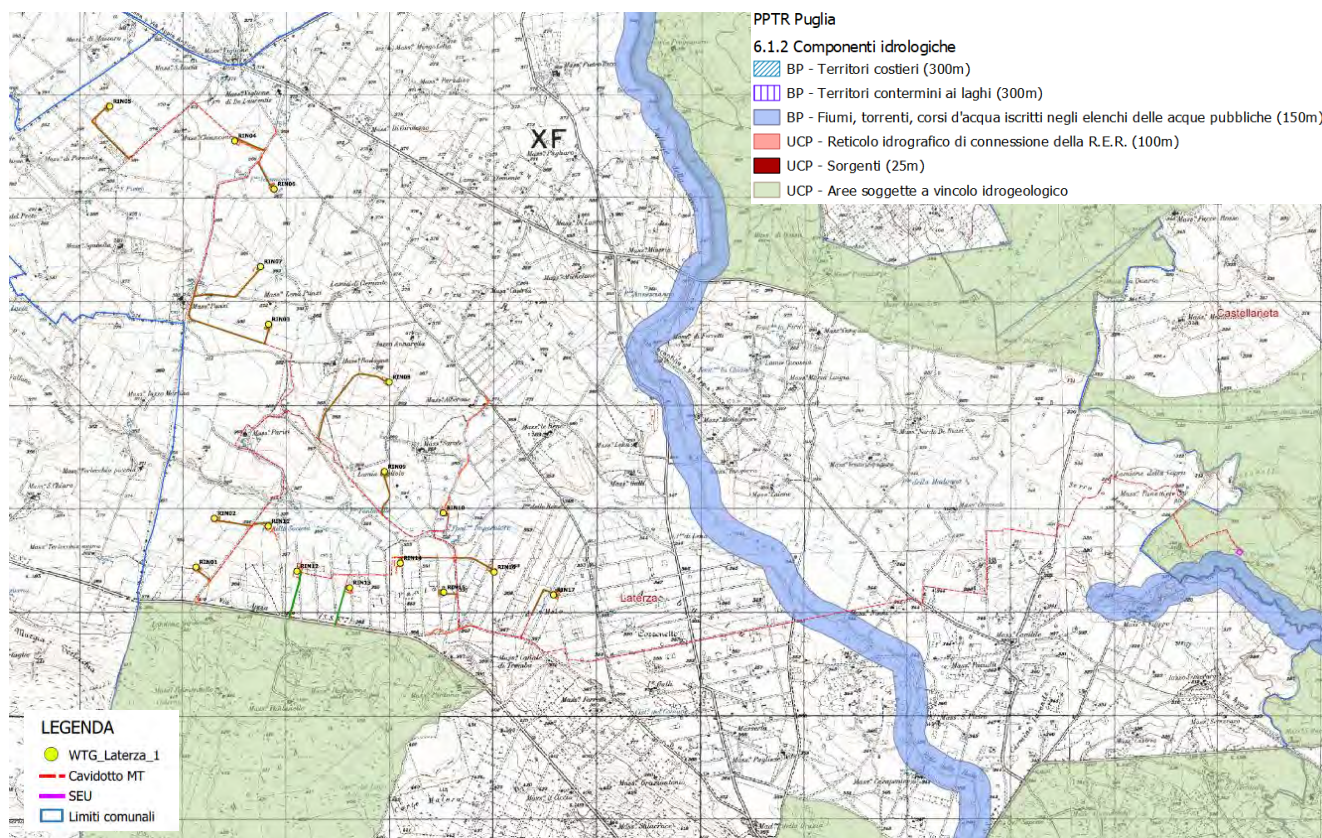


Figura 3-59: PPTR – Componenti idrologiche: individuazione di BP e UCP nell’area di intervento

Per quanto concerne le Componente idrologiche, come si evince dallo stralcio cartografico sopra riportato, **le turbine, le strade e le piazzole, di cantiere e definitive, in progetto non interferiscono con alcun elemento delle componenti paesaggistiche sottoposte a tutela.**

Il **cavidotto** interrato sotto strada esistente interseca trasversalmente un Bene Paesaggistico *Gravina di Laterza, Valle delle Rose, Vallone della Silica* (LE0007).

L’interferenza tra il corso d’acqua e il cavidotto interrato è stata studiata e ne è stata individuata la soluzione progettuale migliore. **Infatti, l’intersezione** (N.4 - cfr PR06_Relazione Idraulica) verrà risolta con la tecnica dello **STAFFAGGIO** sull’opera già esistente per il superamento del corso d’acqua, al fine di non apportare modifiche alcune al regima idraulico del bene interessato.

La realizzazione del cavidotto interrato non è in contrasto con le indicazioni di tutela del PPTR sul BP (art 142, comma 1, lett. c, del Codice) coinvolto. **Infatti, l’art. 46** Prescrizioni per **"Fiumi, torrenti e corsi d’acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche"**, al comma 2, *Non sono ammissibili piani, progetti e interventi che comportano:* punto a10) *realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche*

o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile.

L'ultimo tratto di cavidotto interrato, rientra in un UCP – Aree soggette a Vincolo Idrogeologico (art 143, comma 1, lett. e, del Codice). Si precisa che tale percorso non è delocalizzabile, in quanto la Stazione Terna (prevista come recapito finale nel preventivo di connessione Terna) rientra essa stessa nel **su citato vincolo, per cui l'interferenza risulta inevitabile.**

Le aree sottoposte a Vincolo Idrogeologico sono aree tutelate ai sensi del R.D. 30 dicembre 1923, n. 3267, "Riordinamento e riforma in materia di boschi e terreni montani", che sottopone a vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con le norme, possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque.

Il Regolamento Regionale n. 9 del 11/03/2015 disciplina le procedure e le attività sui terreni vincolati per scopi idrogeologici, **il presente progetto, verrà inoltrato all'Ufficio Foreste** Caccia, Pesca e Biodiversità della Regione Puglia, per il parere di competenza.



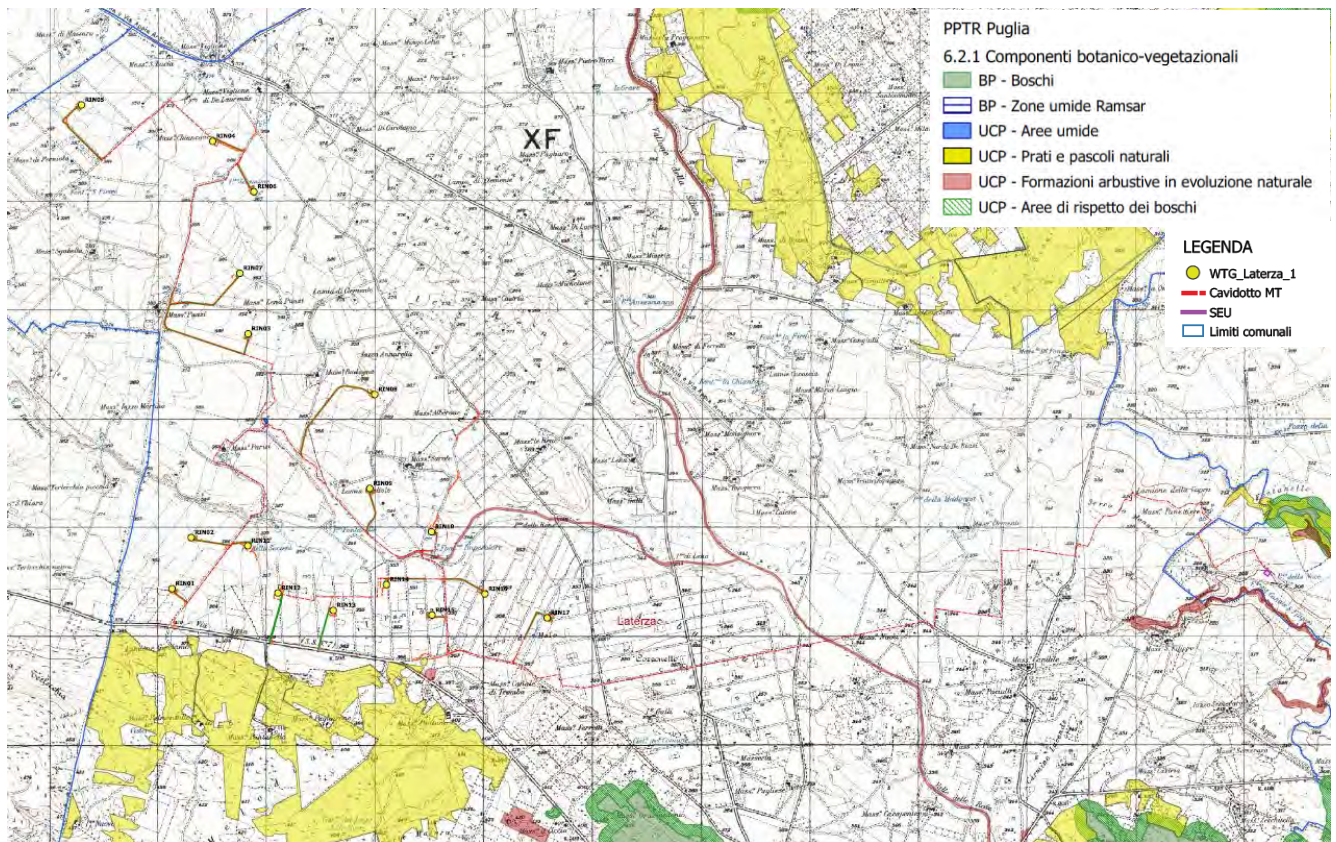


Figura 3-60: Componenti botanico-vegetazionali: individuazione di BP e UCP nell'area di intervento

Come si evince dall'immagine sopra riportata, nell'area vasta di progetto sono presenti alcuni elementi delle Componenti botanico-vegetazionali: sono presenti alcuni piccoli boschi, identificati quali Beni Paesaggistici dall'art. 58 delle NTA del Piano, ma **le opere di progetto non interferiscono** con esse.

Dall'analisi delle Componenti aree protette e siti naturalistici, si evince che **le opere in progetto non interferiscono direttamente con componenti delle aree protette e siti naturalistici**.

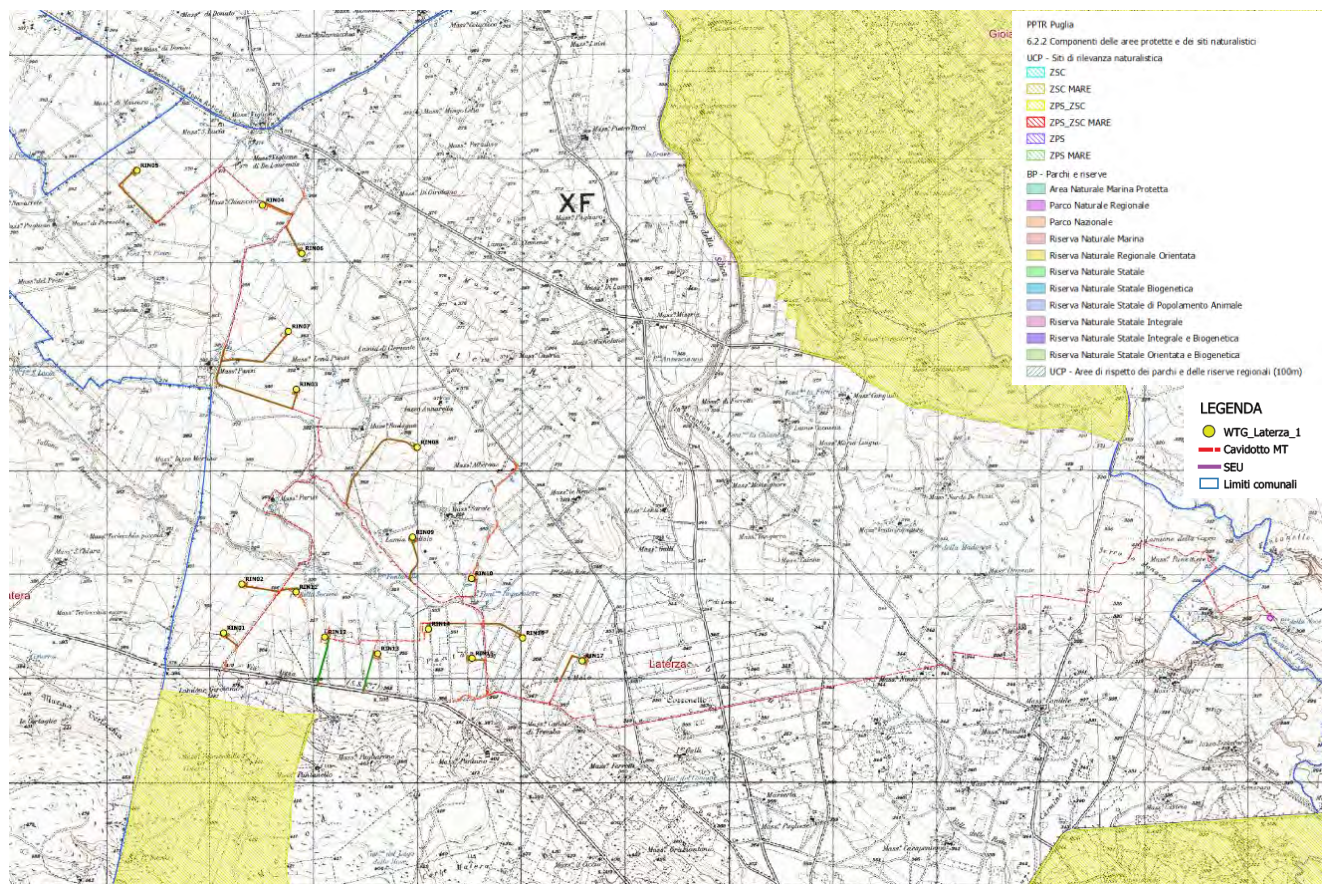


Figura 3-61: PPTR - Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici- Individuazione di BP e UCP nell'area di intervento

Dalla cartografia si evince che **le turbine, le piazzole e le rispettive strade di accesso non interferiscono direttamente con alcun sito appartenente a Rete Natura 2000 e con nessuna ulteriore area naturale protetta** (parchi/riserve). In particolare la distanza minima delle opere in progetto dalle aree naturalistiche sopra elencate sarà:

- ✚ Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine (EUAP0894) – a circa 2770 m da RIN01;
- ✚ ZPS-SIC IT9130007 Aree delle Gravine – circa 500 m dalla RIN01;

Dall'analisi delle Componenti Culturali e Insediative nell'area vasta di intervento si evince la presenza di alcuni *siti di interesse storico-culturale*.

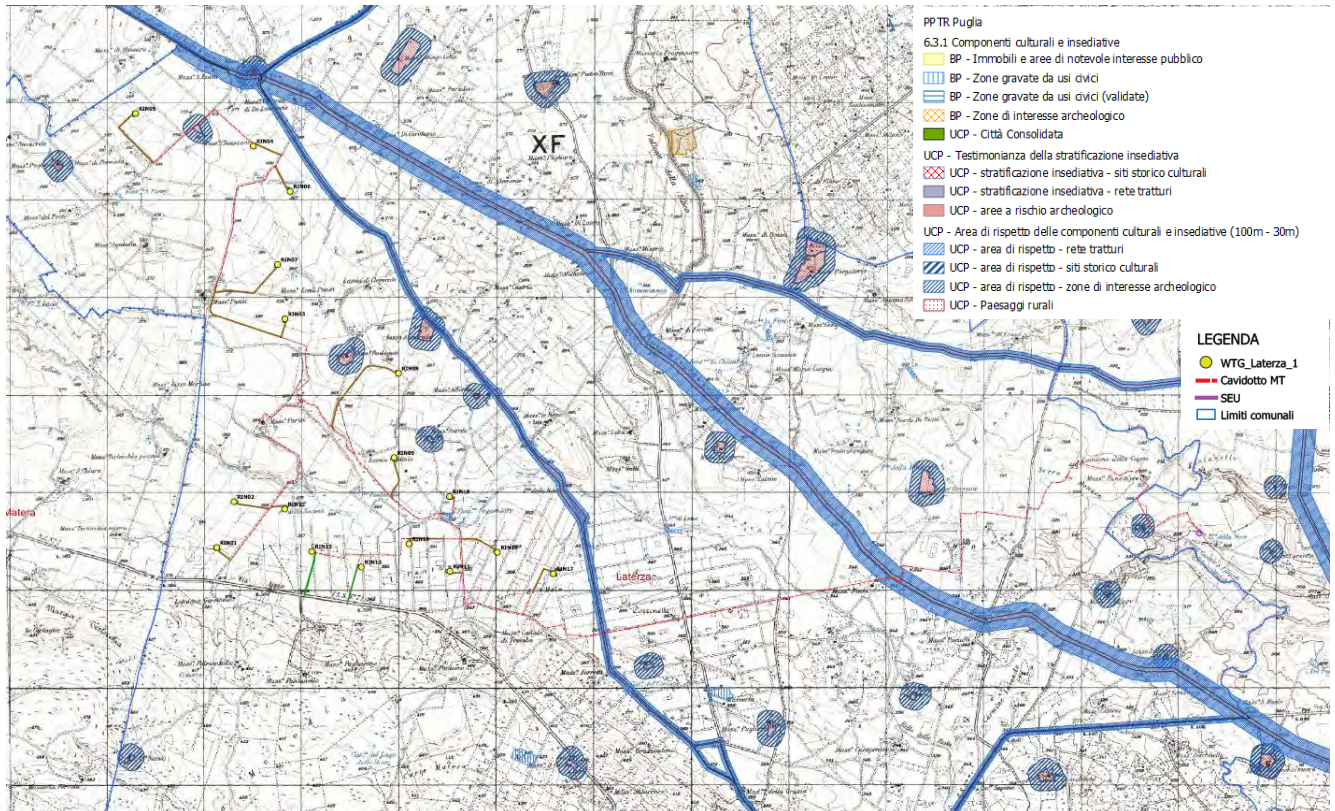


Figura 3-62: Componenti Culturali e Insediative: Individuazione di BP e UCP nell'area di intervento con le relative aree di rispetto

In riferimento alle opere in progetto dall'immagine sopra riportata si evince che le turbine e relative piazzole definitive e di cantiere, nonché la viabilità di accesso alle stesse non interessano beni sottoposti a tutela, così come anche la Stazione di trasformazione utente, mentre il **cavidotto interrato MT** interferisce con:

- ✓ UCP – Area di rispetto - siti storico culturali, MSE46908 MASSERIA CHIANCONE, Segnalazione Architettonica;
- ✓ UCP - Regio Trattarello Santeramo Laterza N. 72;
- ✓ UCP - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N. 21;
- ✓ UCP – Area di rispetto - siti storico culturali, EDIFICIO RURALE.

Il cavidotto è interrato sotto strada esistente vicinale, per cui si ritiene che non ci sarà interferenza con i succitati siti storico culturali. Ad ogni modo si rimanda alla relazione archeologica, che analizza in dettaglio il tracciato del cavidotto interrato.



Figura 3-63: Dettaglio interferenze con le Componenti Culturali e Insediative

Ai sensi dell'Art. 81 Misure di salvaguardia e di utilizzazione per le testimonianze della stratificazione insediativa al comma 2. In sede di accertamento **di compatibilità paesaggistica di cui all'art. 91**, ai fini della salvaguardia e della corretta utilizzazione dei siti di cui al presente articolo, si considerano non ammissibili:

a7) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile;

Inoltre, come descritto nella Relazione specialistica archeologica (PR14_Preliminare scoping), *sul Regio Tratturello Santeramo Laterza e sul Regio Tratturo Melfi Castellaneta, si sovrappone la sede stradale moderna all'antico tracciato.*

Ai fini della valutazione del grado di interferenza, si sottolinea che la sede stradale moderna (rispettivamente SP 17 e SP 20) si sovrappone già ai tracciati tratturali vincolati e che sono già presenti servizi a rete (acqua, cavidotti, elettrodotti).

Da quanto esposto emerge che la realizzazione del cavidotto è conforme agli indirizzi di tutela del PPTR.

Dall'analisi delle Componenti valori percettivi, rappresentate nell'immagine seguente, si evince che nell'area vasta di intervento è presente una strada a valenza paesaggistica, esattamente la Strada Provinciale SP110, posta a circa 2,5 km a sud dell'area delle turbine.

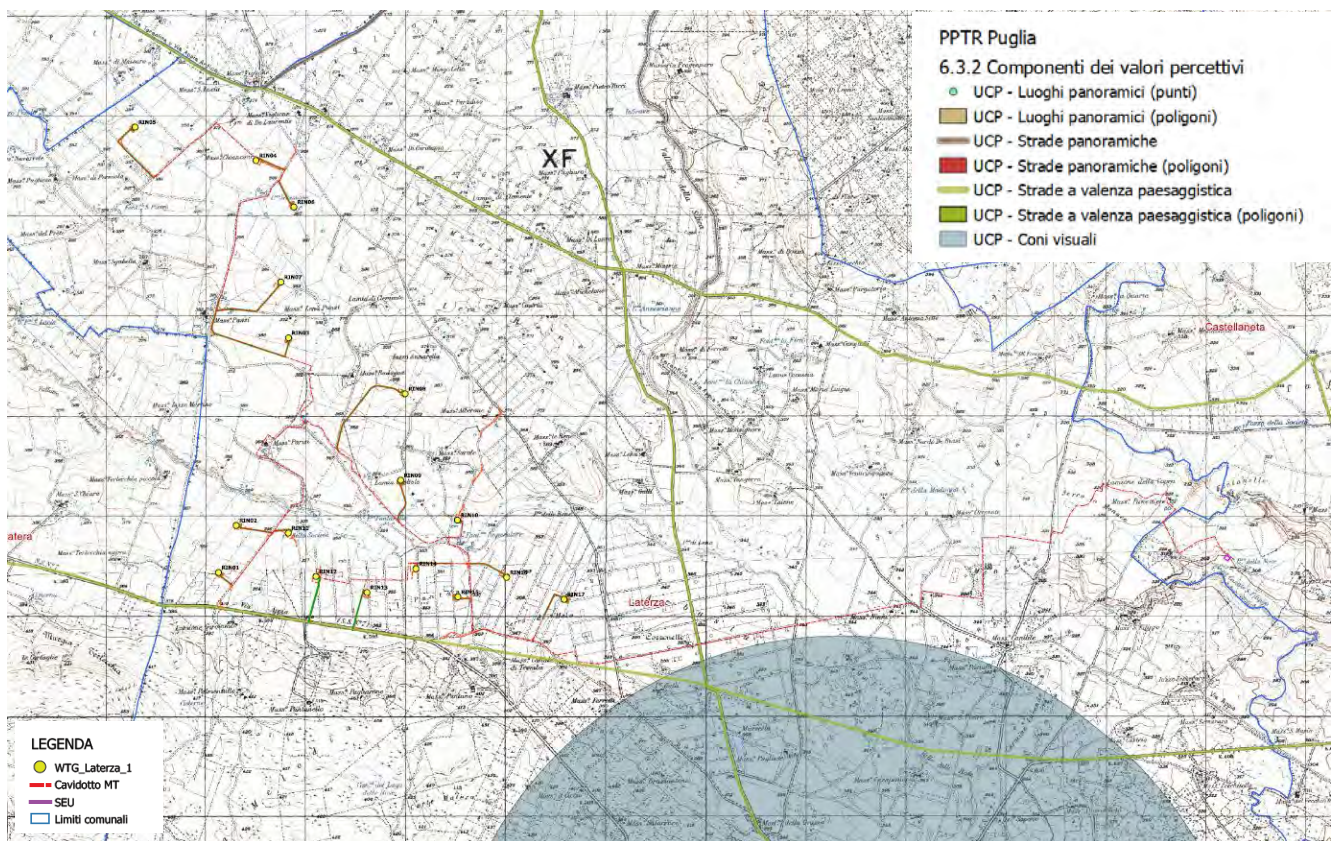


Figura 3-64: PPTR Componenti dei valori percettivi

3.8.2.2. Accertamento di compatibilità paesaggistica

Ai sensi dell'art. 89 delle NTA del PPTR:

1. Ai fini del controllo preventivo in ordine al rispetto delle presenti norme ed alla conformità degli interventi con gli obiettivi di tutela sopra descritti, sono disciplinati i seguenti strumenti:

a) *L'autorizzazione paesaggistica di cui all'art. 146 del Codice, relativamente ai beni paesaggistici come individuati al precedente art. 38 co. 2;*

b) *L'accertamento di compatibilità paesaggistica, ossia quella procedura tesa ad acclarare la compatibilità con le norme e gli obiettivi del Piano degli interventi:*

b.1) *che comportino modifica dello stato dei luoghi negli ulteriori contesti come individuati nell'art. 38 co. 3.1;*

b.2) *che comportino rilevante trasformazione del paesaggio ovunque siano localizzate.*

Sono considerati interventi di rilevante trasformazione ai fini dell'applicazione della procedura di accertamento di compatibilità paesaggistica, tutti gli interventi assoggettati dalla normativa nazionale e regionale vigente a procedura di VIA nonché a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA di competenza regionale o provinciale se l'autorità competente ne dispone l'assoggettamento a VIA.

Pertanto, è stata redatta una Relazione Paesaggistica e sarà attivata la procedura di *accertamento di compatibilità paesaggistica* all'interno della procedura di valutazione ambientale.

3.8.2.1. Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale

L'adozione del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) è stata proposta dalla Giunta Provinciale con Delibera di Giunta Provinciale n. 123 del 14 maggio 2010. Lo schema di Piano contenuta nella suddetta delibera prevede:

- la definizione del quadro conoscitivo complessivo di ogni tipologia di rischio territoriale previsto nel Piano Provinciale di Protezione Civile, in quanto strumento di pianificazione specifico e settoriale;
- gli indirizzi e le direttive per perseguire gli obiettivi economici, spaziali e temporali dello sviluppo della comunità provinciale nello scenario definito dalla programmazione e pianificazione regionale, di cui costituisce specificazione e attuazione;
- le azioni e gli interventi necessari per ottimizzare la funzionalità del sistema della mobilità sul territorio;
- le azioni necessarie per perseguire gli obiettivi energetici provinciali;
- gli indirizzi e le direttive, nonché le prescrizioni e gli interventi, per rendere omogenee su scala provinciale le regolamentazioni e le programmazioni territoriali a scala comunale, rappresentando, insieme agli strumenti di programmazione regionale, il parametro per l'accertamento di compatibilità degli strumenti di pianificazione urbanistica comunale;
- le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica e idraulico-forestale e, in genere, per il consolidamento del suolo e la regimentazione delle acque.

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Taranto proposto, configurandosi esclusivamente come schema sugli indirizzi intrapresi, non assume valenza ai fini della presente verifica di coerenza con gli strumenti di pianificazione territoriale.

D'altra parte gli indirizzi di piano sono relativi ad un periodo antecedente all'approvazione del PPTR e pertanto risulta obsoleto rispetto all'avanzamenti pianificatori messi in campo negli ultimi anni.

3.8.2.2. Strumento urbanistico del comune di Laterza

Lo strumento urbanistico del comune di Laterza (Taranto) è un Piano Regolatore Generale approvato in via definitiva con D.G.R. n.48 del 23 ottobre 2003.

Il PRG del comune di Laterza, tipizza tutta l'area interessata dall'impianto eolico in progetto come zona agricola E, come si evince dall'immagine seguente, stralcio del sistema cartografico informativo dello stesso comune oggetto di studio.

In conformità a quanto previsto dal D.lgs 387/2003 all'art. 12, **la realizzazione di impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile è possibile in aree tipizzate come agricole** dagli strumenti urbanistici comunali vigenti.

Le turbine sono tutte ricadenti nel territorio di Laterza, solo la sottostazione elettrica rientra nel territorio di Castellaneta.

Le NTA del PRG *all'art. 2.06 - ZONE PER ATTIVITA' PRIMARIE DI TIPO "E, n esse sono ammesse attività industriali connesse con l'agricoltura, con l'allevamento del bestiame, con le industrie estrattive, con i depositi di carburanti, con le reti di telecomunicazione, di trasporto, di energia, di acquedotti e fognature, discariche di rifiuti solidi e simili, in attuazione delle rispettive leggi di settore. In rapporto ai caratteri della produzione e dell'ambiente naturale, le zone agricole sono individuate nelle tavole di zonizzazione del P.R.G. e disciplinate nei successivi articoli secondo le classificazioni seguenti:*

- Zone agricole per attività primarie;
- Attività complem insediabili nelle zone E;
- Attività di trasformazione zootecniche;
- Zona agricola sottoposta a tutela

L'area di sito delle turbine è classificata come *Zona E. 1 - Zone agricole e produttive normali.*

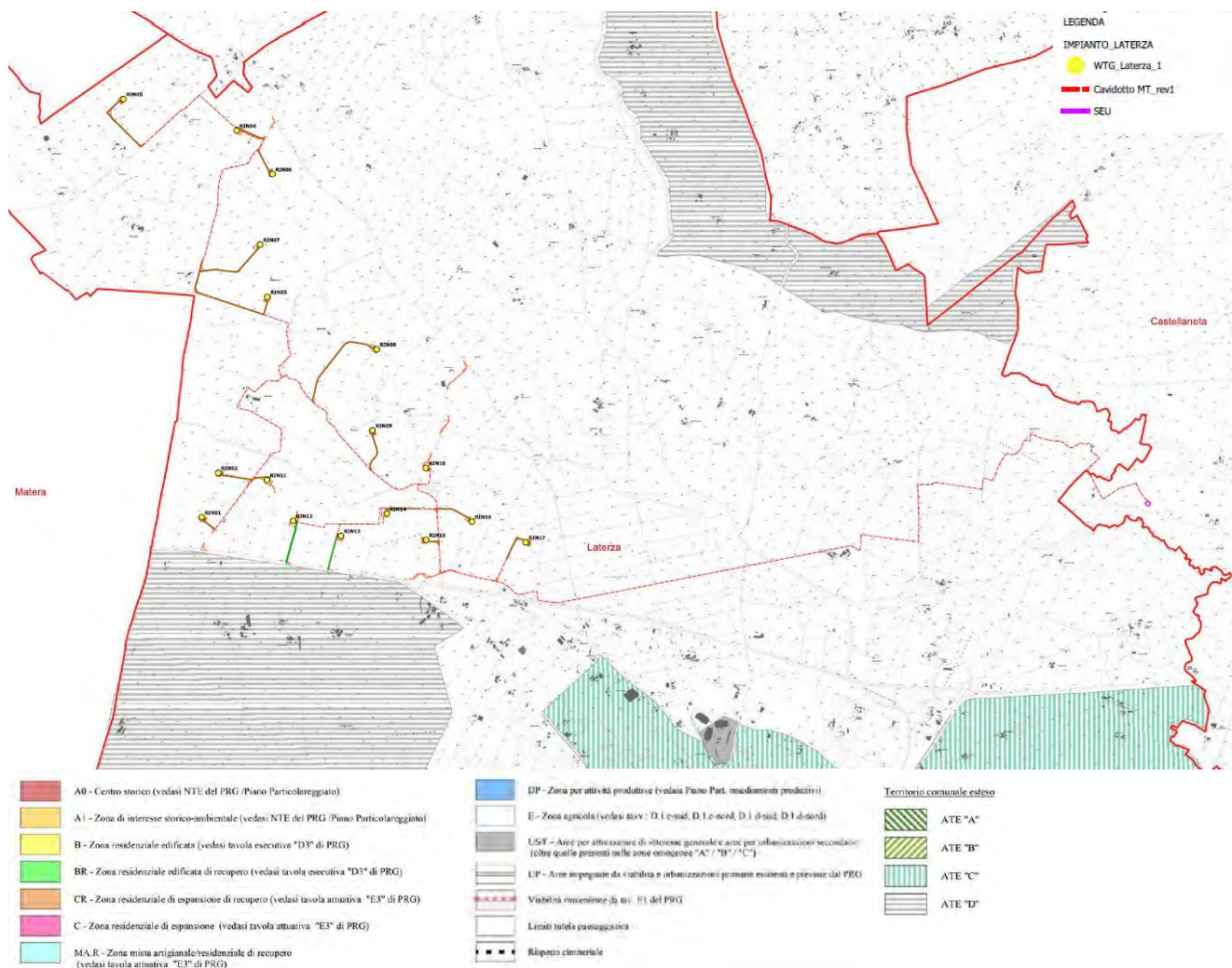


Figura 3-65: Stralcio del PRG del Comune di Laterza e Castellaneta

A tal proposito è importante portare all'attenzione, in fase di valutazione, la **sentenza del Consiglio di Stato 4755 del 26 settembre 2013**, con la quale è stato precisato che l'art. 12, settimo comma, del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 **consente, in attuazione della direttiva 2001/77/CE, una deroga alla costruzione in zona agricola di impianti da fonti rinnovabili** che per loro natura sarebbero incompatibili con quest'ultima.

In particolare il Supremo Collegio, ha sottolineato come il citato articolo costituisca più che l'espressione di un principio, l'attuazione di un obbligo assunto dalla Repubblica Italiana nei confronti dell'Unione Europea di rispetto della normativa dettata da quest'ultima con la richiamata direttiva 201/77/CE. Per tali motivi la normativa statale vincola l'interpretazione di una eventuale legge locale (che in alcun modo può essere intesa nel senso dell'implicita abrogazione della norma statale).

3.8.2.3. Strumento urbanistico del comune di Castellaneta

La giunta della regione Puglia con delibera n. 1075 del 19 giugno 2018 ha approvato il PUG piano urbanistico generale del comune di Castellaneta (Taranto).

Nel territorio comunale di Castellaneta, rientra solo la sottostazione elettrica.

In conformità a quanto previsto dal D.lgs 387/2003 all'art. 12, **la realizzazione di impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile è possibile in aree tipizzate come agricole** dagli strumenti urbanistici comunali vigenti.

Le opere in progetto non risultano vietate dalle NTA, tuttavia si rammenta che la loro realizzazione costituirà pubblica utilità.

In conformità a quanto previsto dal D.lgs 387/2003 all'art. 12, **la realizzazione di impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile è possibile in aree tipizzate come agricole** dagli strumenti urbanistici comunali vigenti.



3.9. Agenti Fisici

3.9.1. Rumore e Vibrazioni.

L'inquinamento da rumore, dovuto alle varie attività umane, al traffico sempre crescente, agli insediamenti civili ed agli impianti industriali sempre più numerosi e complessi è diventato un problema di vaste proporzioni, parallelamente alle maggiori esigenze da parte dei singoli cittadini, in termini di **qualità acustica ambientale, com'è confermato dalla vivacità e complessità delle proteste che investono le pubbliche amministrazioni e dal moltiplicarsi del contenzioso sia civile che penale.**

La legge Quadro sull'inquinamento acustico n. 447 del 26/10/95 (entrata in vigore il 30/12/95) prevede una serie di competenze a carico dei Comuni, per le quali si rimanda al testo della legge stessa ed, in particolare, agli artt. 6, 7, 8, 9, 13 e 14. Con particolare riferimento alle disposizioni in materia di impatto acustico (art. 8 della Legge 447/95) si sottolinea che in alcuni casi sono previste specifiche inderogabili procedure, in seguito indicate, aventi lo scopo di garantire in via preventiva che la **costruzione o l'installazione di nuove strutture o di attività avvenga nel rispetto della tutela dall'inquinamento acustico delle popolazioni interessate.**

Le prescrizioni della Legge Quadro, unitamente a quelle previste dai decreti collegati, sono **attualmente in vigore anche durante il regime transitorio definito nell'art. 15, comma 1, della legge che testualmente recita: "Nelle materie oggetto dei provvedimenti di competenza statale e dei regolamenti medesimi si applicano, per quanto non in contrasto con la presente legge, le disposizioni contenute nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1 marzo 1991, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 57 dell'8 marzo 1991, fatta eccezione per le infrastrutture dei trasporti, limitatamente al disposto di cui agli articoli 2, comma 2, e 6 comma 2".**

Ciò significa tra l'altro che, al momento attuale, anche se in assenza di disposizioni amministrative locali:

- Restano in vigore i limiti di zona previsti dal DPCM 01/03/91 art. 6 comma 1, solo per quei Comuni che ancora non hanno provveduto alla classificazione acustica del territorio sorgenti sonore;

- Resta attiva anche la zonizzazione acustica eseguita in relazione al DPCM 01/03/91, in attesa di adeguamento della stessa al nuovo DPCM 14/11/97 - **"Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"**.

In relazione al combinato disposto del DPCM 14/11/97 ("Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore") e del D.M.A. 16/03/98 ("Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"), sono in vigore i valori limite differenziali di immissione previsti nel primo dei due decreti.

La valutazione di impatto acustico (alla quale si rimanda per i necessari approfondimenti) è stata eseguita applicando il metodo assoluto di confronto.

Tale metodo si basa sul confronto del livello del rumore ambientale "previsto" con il valore limite assoluto di zona (in conformità a quanto previsto dall'art. 6 comma 1-a della legge 26.10.1995 e dal D.P.C.M. 14.11.1997).

Il progetto in esame è ubicato nel territorio del Comune di Laterza (TA). In assenza di un piano di Zonizzazione Acustica del territorio ai sensi dell'art. 8 comma 1 del D.P.C.M. 14.11.1997- "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"- i valori assoluti di immissione sono stati confrontati con i limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del D.P.C.M. 01.03.1991- "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno" - validi per **"TUTTO IL TERRITORIO NAZIONALE"**:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO	TEMPI DI RIFERIMENTO	
	DIURNO (06:00 – 22:00)	NOTTURNO (22:00 – 06:00)
Tutto il territorio nazionale	70 dB(A)	60 dB(A)
Zona A (d.m. n.1444/68)	65 dB(A)	55 dB(A)
Zona B (d.m. n.1444/68)	60 dB(A)	50 dB(A)
Zona esclusivamente industriale	70 dB(A)	70 dB(A)

Figura 3-66: Valori limite rispetto alle Classi di Destinazione

Per quanto riguarda la rumorosità in ambiente abitativo ed il rispetto del limite differenziale, dallo studio effettuato si evince che i valori complessivi previsionali di rumorosità in ambiente abitativo sono risultati nei limiti legislativi sia per il periodo di riferimento diurno che notturno, ciò significa che non si dovranno prevedere delle opere di mitigazione al fine di ottemperare a tale condizione.

Successivamente al completamento dell'opera risulta comunque opportuno progettare ed eseguire una analisi strumentale fonometrica, che possa verificare effettivamente quanto previsto in tale sede, evidenziando la condizione post operam.

3.9.2. Campi elettromagnetici.

È ben noto che l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) e l'Associazione Internazionale per le Protezioni Radiologiche (IRPA) definiscono con l'acronimo "ELF" (Extremely Low Frequency) i campi elettromagnetici sinusoidali a frequenze comprese fra 30 e 300 Hz, il cui campo magnetico alle basse frequenze viene usualmente espresso come densità di flusso magnetico in tesla (T) o meglio in sottomultipli millitesla e microtesla (mT, μ T).

In tale ambito è altrettanto noto, in considerazione di possibili effetti sanitari attribuibili all'esposizione ai campi elettrici e magnetici presenti nelle vicinanze di linee di trasmissione ad alta tensione, che la frequenza di maggiore rilevanza protezionistica è quella di 50 Hz (frequenza di rete) adottata in Italia e in Europa e quella di 60Hz in uso negli Stati Uniti e in Canada.

Alle basse frequenze, e precisamente per quella di rete 50 Hz, per i lavoratori le raccomandazioni dell'ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) indicano un limite di 500 μ T (micro tesla) per l'induzione magnetica, mentre per quanto riguarda la popolazione si può fare riferimento ai livelli previsti nella Raccomandazione Europea del 12/7/1999 e al limite di esposizione pari a 100 μ T stabilito dal "D.P.C.M. 8 luglio 2003. "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti". È da tener presente che quest'ultimo è espressamente riferito al problema della esposizione a campi derivanti dalla generazione, trasformazione e trasporto dell'energia elettrica.

Sempre nello stesso decreto, nell'art. 3 al comma 2. A titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 μ T, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.



Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$ per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

Per la determinazione delle **fasce di rispetto** si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità di cui all'art. 4 ed alla portata in corrente in servizio normale dell'elettrodotto, come definita dalla norma CEI 11-60, che deve essere dichiarata dal gestore al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, per gli elettrodotti con tensione superiore a 150 kV e alle regioni, per gli elettrodotti con tensione non superiore a 150 kV. I gestori provvedono a comunicare i dati per il calcolo e l'ampiezza delle fasce di rispetto ai fini delle verifiche delle autorità competenti.

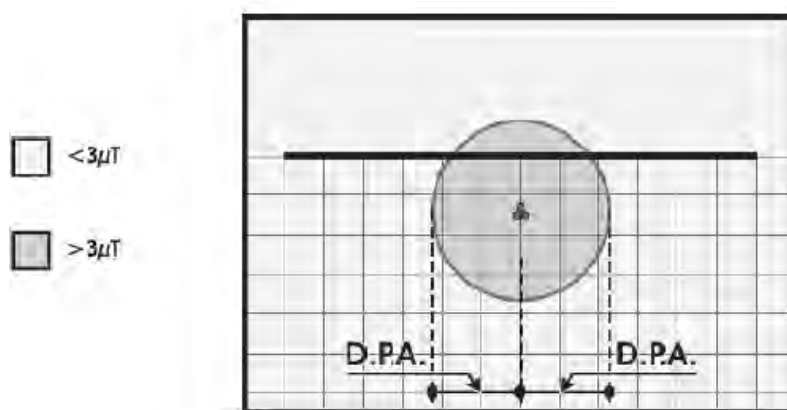


Figura 3-67: Rappresentazione della Fascia di rispetto e della Distanza di Prima Approssimazione

Per il calcolo della fascia di rispetto così come definita precedentemente occorre che si conoscano i seguenti dati (che dovranno essere acquisiti per tratte omogenee di linea):

- portata in corrente in servizio normale (che deve essere dichiarata dal gestore della linea);

- numero e tipologia dei conduttori aerei o dei cavi interrati, loro disposizione relativa e sistema di riferimento rispetto all'asse della linea;
- condizioni di fase relativa delle correnti elettriche.

Inoltre, anche se non strettamente indispensabili per la determinazione della fascia di rispetto, ma allo scopo di verificare con precisione il rispetto dell'obiettivo di qualità, ove necessario all'interno delle fasce di rispetto, è necessario conoscere anche i seguenti parametri.

- altezza dei conduttori all'attacco ai sostegni e lunghezza delle campate;
- altezza dei conduttori sul suolo nelle condizioni di temperatura di progetto di cui al DM 21 marzo 1988 n°449 e norma CEI 11-4, Articolo. 2.2.04, ipotesi 3 (55 °C per le linee in zona A e 40 °C per le linee in zona B), con catenaria verticale.

Per il calcolo della fascia di rispetto relativa al cavidotto interrato del progetto in oggetto si rimanda alla relazione [PR16 Analisi dell'impatto elettromagnetico](#).



3.9.1. Radiazioni ottiche

La radiazione luminosa comporta problemi di inquinamento luminoso, inteso come ogni alterazione dei livelli di illuminazione naturale e in particolare ogni forma irradiazione di luce artificiale che si disperde al di fuori delle aree cui essa è funzionalmente dedicata ed in particolare oltre il piano **dell'orizzonte (o verso la volta celeste)**, e di *inquinamento ottico (o luce intrusiva)*, inteso come ogni forma di irradiazione artificiale diretta su superfici e/o cose cui non è funzionalmente dedicata o per le quali non è richiesta alcuna illuminazione.

3.9.1.1. Inquinamento ottico

Qualsiasi intervento di realizzazione di illuminazione esterna agli edifici è soggetto alle prescrizioni di cui alla L.R. 15/2005, per l'ottenimento dei seguenti risultati:

- **Corpi illuminanti in grado di non avere emissioni del flusso luminoso verso l'alto.**
- Lampade in grado di fornire una elevata efficienza luminosa ed una emissione che non disturba gli osservatori astronomici.
- Quadri elettrici per la parzializzazione del flusso luminoso, con riduzione almeno del 30% dei livelli di illuminazione entro le ore 24.

L'impianto di illuminazione perimetrale alla Stazione Elettrica Utente sarà realizzato da apparecchi di illuminazione distribuiti uniformemente lungo il perimetro.

3.9.1.1. Mappa di vincolo e limitazione ostacoli Aeroporto "Antonio Ramirez" di Gioia del Colle

L'art. 707 – 1° comma del Nuovo Codice della Navigazione (v. Decreto Legislativo del 15 marzo 2006, n. 151) prevede al fine di garantire la sicurezza della navigazione aerea, l'individuazione delle zone da sottoporre a vincolo nelle aree limitrofe agli aeroporti e delle relative limitazioni agli ostacoli ed ai potenziali pericoli per la stessa navigazione aerea.

Il Codice della Navigazione art. 707 prevede che ENAC al fine di garantire la sicurezza della navigazione individui le zone da sottoporre a vincolo e stabilisca le limitazioni relative agli ostacoli e ai potenziali pericoli per la navigazione aerea, conformemente alla normativa tecnica internazionale.

Il Regolamento ENAC per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti determina, in relazione alle caratteristiche fisiche ed operative dell'aeroporto, le superfici di delimitazione degli ostacoli, che non possono essere forate da nuovi manufatti o estensioni di quelli esistenti. Le limitazioni di altezza o di quota in sommità delle nuove costruzioni o delle estensioni di quelli esistenti, nelle aree soggette a vincolo, determinate in applicazione del suddetto Regolamento.

All'interno delle suddette superfici le "Mappe di vincolo" definiscono delle limitazioni per le seguenti attività o costruzioni:

- *Discariche e altre fonti attrattive di fauna selvatica nell'intorno aeroportuale*, quali:
 - Impianti di depurazione acque reflue, laghetti e bacini d'acqua artificiali, canali artificiali, produzioni di acquicoltura, aree naturali protette.
 - Piantagioni, coltivazioni agricole e vegetazione estesa.
 - Industrie manifatturiere.
 - Allevamenti di bestiame.

Area interessata: l'area interessata dalla limitazione di cui sopra è costituita dall'impronta sul territorio della superficie orizzontale esterna.

- *Manufatti con finiture esterne riflettenti e campi fotovoltaici*
- *Luci pericolose e fuorvianti*
- *Ciminiere con emissione di fumi*



- *Antenne ed apparati radioelettrici irradianti* (indipendentemente dalla loro altezza), che prevedono l'emissione di onde elettromagnetiche che possono creare interferenza con gli apparati di radionavigazione aerea.

Area interessata: l'area interessata dalla limitazione di cui sopra è costituita dall'impronta sul territorio della superficie orizzontale interna e della superficie conica.

- *Sorgenti Laser e Proiettori ad alta intensità (utilizzati nei giochi di luce per intrattenimento)*

Area interessata: l'area interessata dalla limitazione di cui sopra è definita dal Regolamento per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti.

- **Impianti eolici**

Area interessata:

- *Area di incompatibilità assoluta:* l'area interessata dalla incompatibilità assoluta è costituita dall'impronta sul territorio delle superfici di avvicinamento, di salita al decollo e dall'ATZ "Aerodrome Traffic Zone".

- *Area in cui è comunque richiesta una valutazione specifica di ENAC:* l'area ricompresa tra il limite esterno dell'ATZ e la circonferenza di raggio, a partire dal Punto di Riferimento dell'Aeroporto (Airport Reference Point – ARP), pari a:

- (a) 15.000 m per aeroporti con pista principale non inferiore a 1.800 m
- (b) 10.000 m per aeroporti con pista principale non inferiore a 1.200 m e inferiore a 1.800 m.

Si rileva che **l'impianto si trova ad una distanza superiore di 17 km dall'Aeroporto di Brindisi, e pertanto non è soggetto ad una valutazione sugli ostacoli disposta da ENAC.**

4. ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA

4.1. Ragionevoli Alternative

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

È una procedura importante esplicitata nello Studio di Impatto Ambientale in quanto consente, in fase di redazione del progetto, di valutare le diverse soluzioni possibili ed apportare le giuste modifiche fino alla scelta della soluzione di progetto.

Come si avrà modo di spiegare e documentare nel corso del presente paragrafo, la fase della **valutazione delle alternative condotta dagli scriventi rappresenta un processo dinamico ed iterativo**, anche difficile da documentare in ogni singolo passaggio, che ha portato al **confronto qualitativo e quantitativo di diverse soluzioni fino alla definizione della soluzione di progetto del parco eolico** come **posizione delle turbine e piazzole, viabilità di accesso alle stesse, percorso del cavidotto e posizione della sottostazione**.

Prima di entrare nel merito delle scelte, è opportuno classificare le alternative di progetto, che possono essere distinte per:

- *alternative strategiche;*
- *alternative di localizzazione;*
- *alternative di processo o strutturali;*
- *alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;*

dove:

- per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;

- le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;
- le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche **l'alternativa "zero"** coincidente con **la non realizzazione dell'opera**.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione e durante la stessa; tale processo, come detto, ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

Le alternative di localizzazione sono state affrontate nella fase iniziale di ricerca dei suoli idonei dal punto di vista vincolistico, ambientale e ventoso; sono state condotte campagne di indagini e *micrositing* che hanno consentito di giungere ai siti di prescelti.

Nello specifico, si è partiti della scelta della macro area di impianto (Area Vasta), questa doveva rispondere ai requisiti di coerenza vincolistica e ambientale, ventosità, vicinanza alla stazione elettrica di connessione, viabilità di accesso, per diversi mesi è stata condotta una attività di micrositing durata **un anno, nell'ambito della quale** sono state valutate diverse posizioni delle turbine, diverse ipotesi di viabilità di accesso fino ad ottenere quella che ha soddisfatto tutti i criteri.

In particolare, sono state valutate diverse alternative localizzative delle turbine nell'ambito della macro area attraverso una valutazione condivisa degli aspetti:

- Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati;
- Ambientali e vincolistici;
- Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici;
- Geologici ed idrogeologici;
- Idraulici;
- Topografici e dimensionali;
- Archeologici;



- Anemologici;
- Posizione della sottostazione Terna;
- Condivisione della progettualità con le amministrazioni locali;
- Costi economici.

La **macro area valutata** è stata quella che potesse avere come connessione la **sottostazione di Castellaneta**.

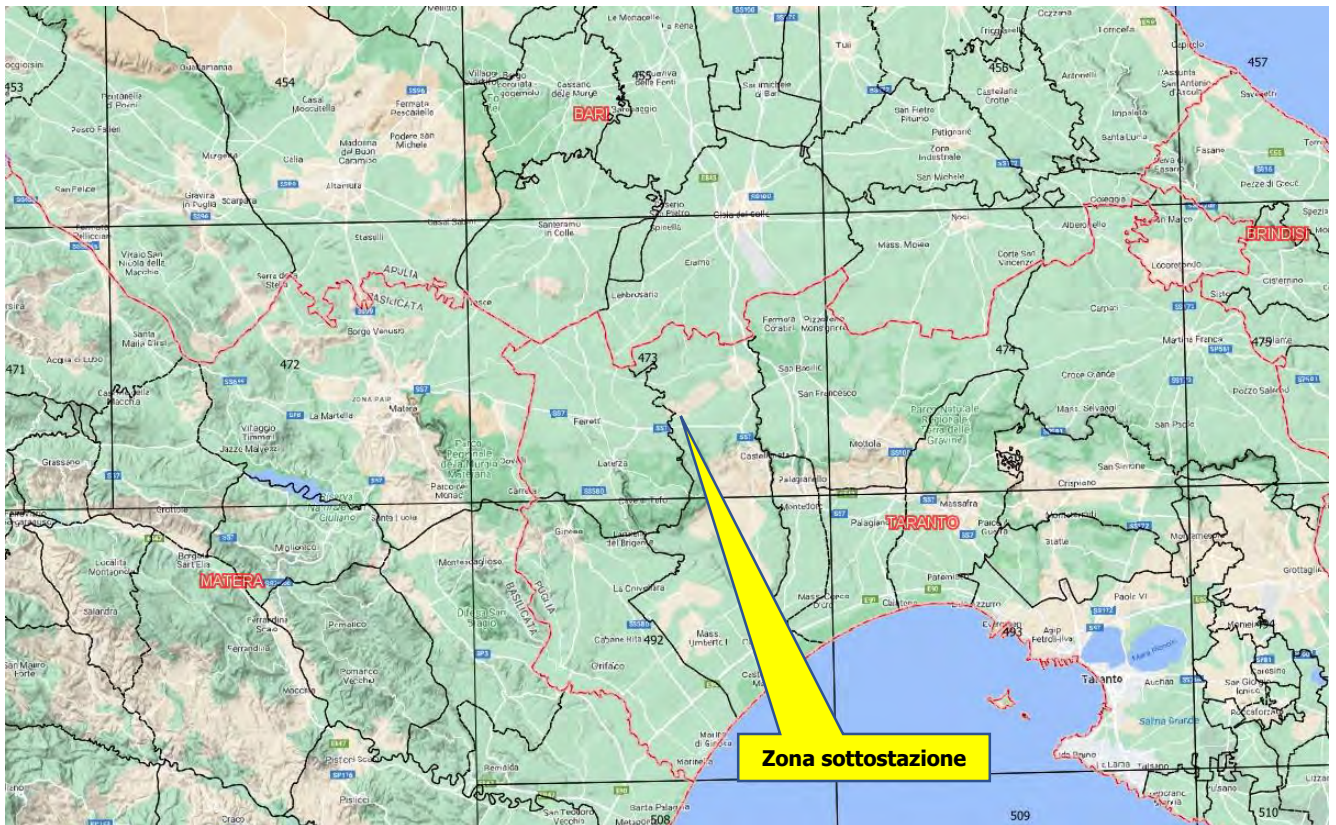


Figura 4-1: Macro area di valutazione

Tuttavia l'area vasta è caratterizzata dalla presenza di aree vincolate dal Parco Naturale Terre delle Gravine a sud dal Parco nazionale dell'Alta Murgia a nord, e a pochi chilometri dalla sottostazione di Castellaneta; nell'ambito di tale sotto area sono state messe a sistema tutte le componenti su indicate e posizionate le turbine nelle poche aree residue che hanno soddisfatto tutti i requisiti su indicati, o ne interferissero meno possibile.





Il processo di iter che ha visto coinvolti tutti i tecnici specialistici esperti nelle diverse professionalità, ha condotto alla **soluzione finale che ha prodotto i maggiori benefici ed allo stesso tempo i minori impatti ambientali; come si avrà modo di dimostrare, sono stati privilegiati sempre gli aspetti ambientali anche a scapito di quelli economici in alcuni casi.**

È naturale che tale processo non può aver soddisfatto contemporaneamente tutte le componenti su indicate ma è stato necessario "pesarle" ottenendo la migliore soluzione in termini di benefici ambientali.

Come detto è stata riportata la soluzione finale di layout ma sono state provate diverse alternative di posizionamento delle turbine, risultate meno "performanti" della precedente.

Nella immagine seguente è riportato il **layout alternativo (Alternativa 1) di posizionamento e localizzazione delle turbine.**

Il confronto valutato da diversi tecnici, attraverso modifiche, spostamenti e varie soluzioni è riassunto con la seguente metodologia rapida visiva:

Simbolo	Descrizione
	Soluzione più vantaggiosa
	Soluzione peggiorativa
	Soluzione indifferente e paragonabile
	Effetti non valutabili

Una volta individuata l'area, sono state posizionate le turbine e sono state valutate diverse soluzioni su posizione e viabilità interna di accesso alle stesse.

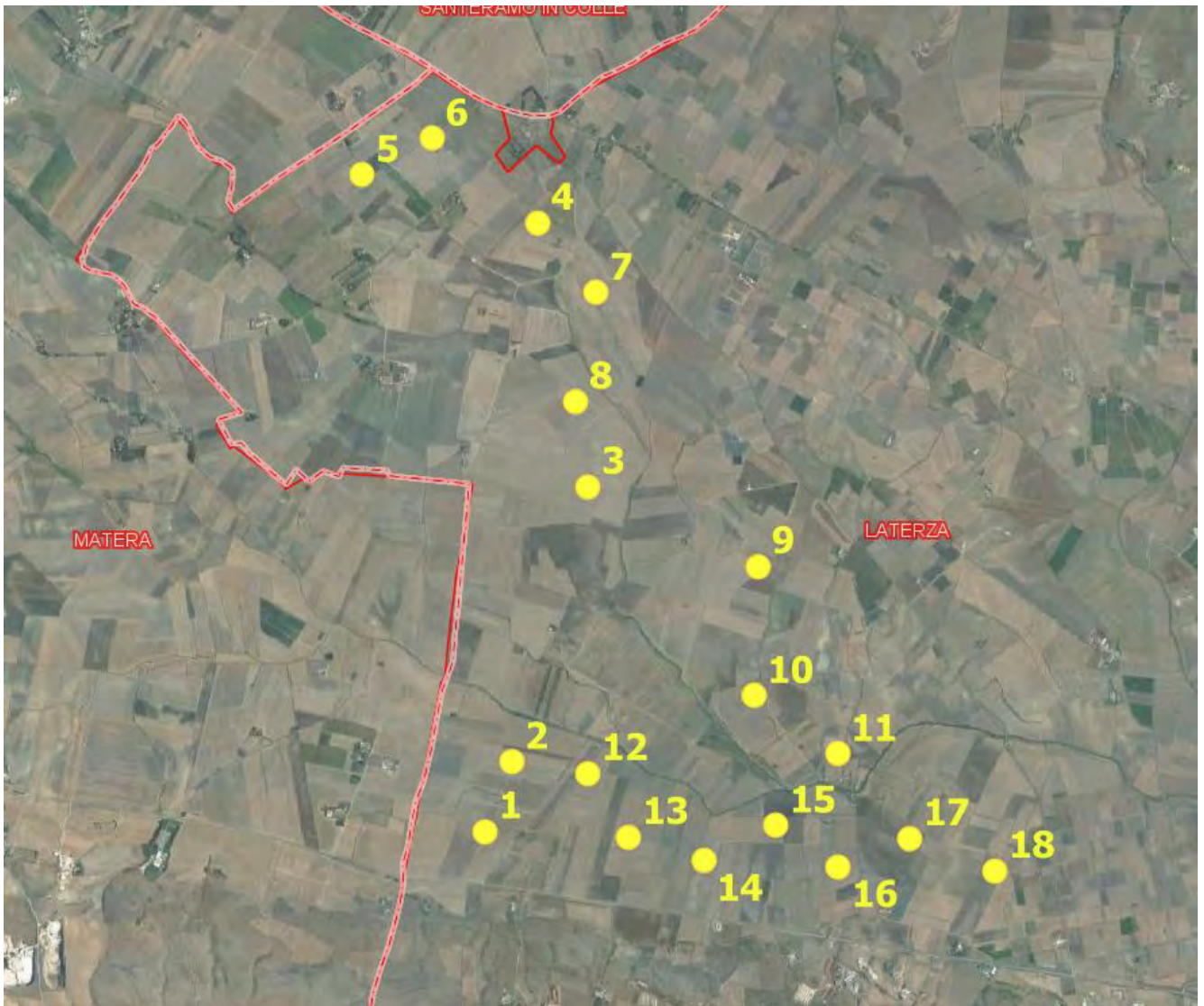


Figura 4-2: Soluzione di Layout iniziale















Questa soluzione, composta da 18 aerogeneratori (**Alternativa 1**) ha evidenziato diverse problematiche.



Figura 4-3: Turbina eliminata dalla Alternativa 1

Nell'analisi dettagliata degli elementi componenti il paesaggio, il layout iniziale ha subito alcune modifiche di posizionamento di turbine e ne è stato ridotto il numero. Infatti, come si evince nell'immagine seguente, una turbina è stata eliminata, in quanto era ad una distanza di 95 m da un ricettore e a 160 da una turbina esistente.

Il layout con 18 turbine è stato scartato per i seguenti motivi:

Analisi Alternativa 1 - eliminazione Turbina 06			
Componenti	Soluzione progetto (17 TURBINE)	Soluzione Alternativa 1 (18 TURBINE)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati			Maggiore vicinanza ad impianti esistenti
Ambientali e vincolistici	-	-	-
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	-	-	-
Geologici ed idrogeologici			-
Idraulici			-
Topografici, dimensionali, visivi e di sicurezza			La turbina 6 è posizionata ad una distanza troppo ravvicinata da una turbina già esistente. È ad una distanza non di sicurezza rispetto ad un ricevitore
Archeologici			-
Anemologici	-	-	-
Costi			La soluzione alternativa composta da 18 turbine avrebbe comportato costi leggermente maggiori
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Eliminata una turbina il layout è stato ulteriormente revisionato (**Alternativa 2**) con due sostanziali modifiche: Spostamento della turbina RIN17 e modifica al tracciato del cavidotto in prossimità della stazione elettrica Utente.

La turbina RIN17 (**Alternativa 2**) è stata spostata al fine di non interferire con il reticolo idrografico superficiale, infatti nella posizione iniziale, come si vede nell'immagine seguente, era compresa tra due aste. Nella nuova soluzione è stato spostato ad est per superare le aree sensibili.

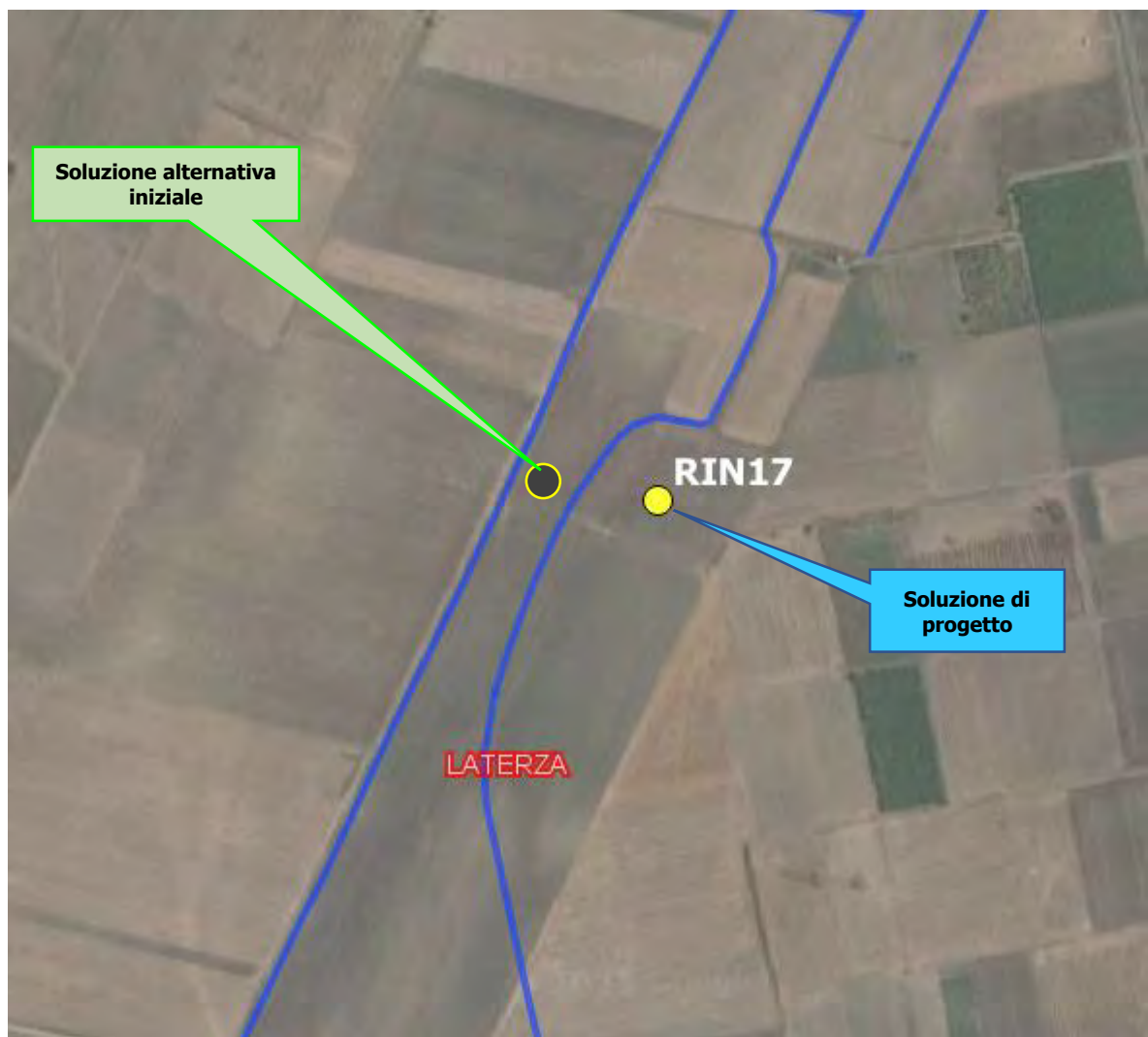










Figura 4-4: Posizione della turbina RIN17

Lo spostamento ad est della turbina RIN17 ha comportato le seguenti variazioni alla soluzione iniziale di progetto:

Analisi Alternativa 2 - spostamento Turbina 17			
Componenti	Soluzione finale RIN17 SPOSTATA AD EST	Soluzione Alternativa 2 RIN17 NELLA POSIZIONE INIZIALE	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici	-	-	-
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	-	-	-
Geologici ed idrogeologici			La turbina RIN17 non ha più interferenza con le due aste fluviali. Si sono eliminati le possibili variazioni al regime idraulico dell'area
Idraulici			La turbina RIN17 non ha più interferenza con le due aste fluviali. Si sono eliminati le possibili variazioni al regime idraulico dell'area
Topografici, dimensionali, visivi e di sicurezza	-	-	-
Archeologici	-	-	-
Anemologici	-	-	-
Costi			Lo spostamento ha abbattuto i costi relativi ad interventi di sistemazione idraulica.
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Altro confronto tra soluzioni alternative è stato effettuato nella definizione del **percorso del cavidotto interrato**.

Il collegamento tra l'ultima turbina e la sottostazione è un percorso lungo, che si è cercato di mantenere, quanto più possibile, interrato sotto strada esistente, in quanto deve raggiungere la SEU posizionata in prossimità della stazione Elettrica di Terna, così come indicato nel preventivo di connessione (CP 20220146) I tratti non su strada esistente, sono stati valutati cercando di rispettare le viabilità poderali già presenti e non interferendo con le eventuali emergenze ambientali presenti.

Il primo percorso scelto (**Alternativa 2**), il più breve interrato su strada esistente, è stato sottoposto a verifica con i vincoli paesaggistici presenti sul territorio. È emerso, che per un tragitto di circa 1,5 km, percorreva parallelamente al Regio Tratturo Melfi Castellaneta.

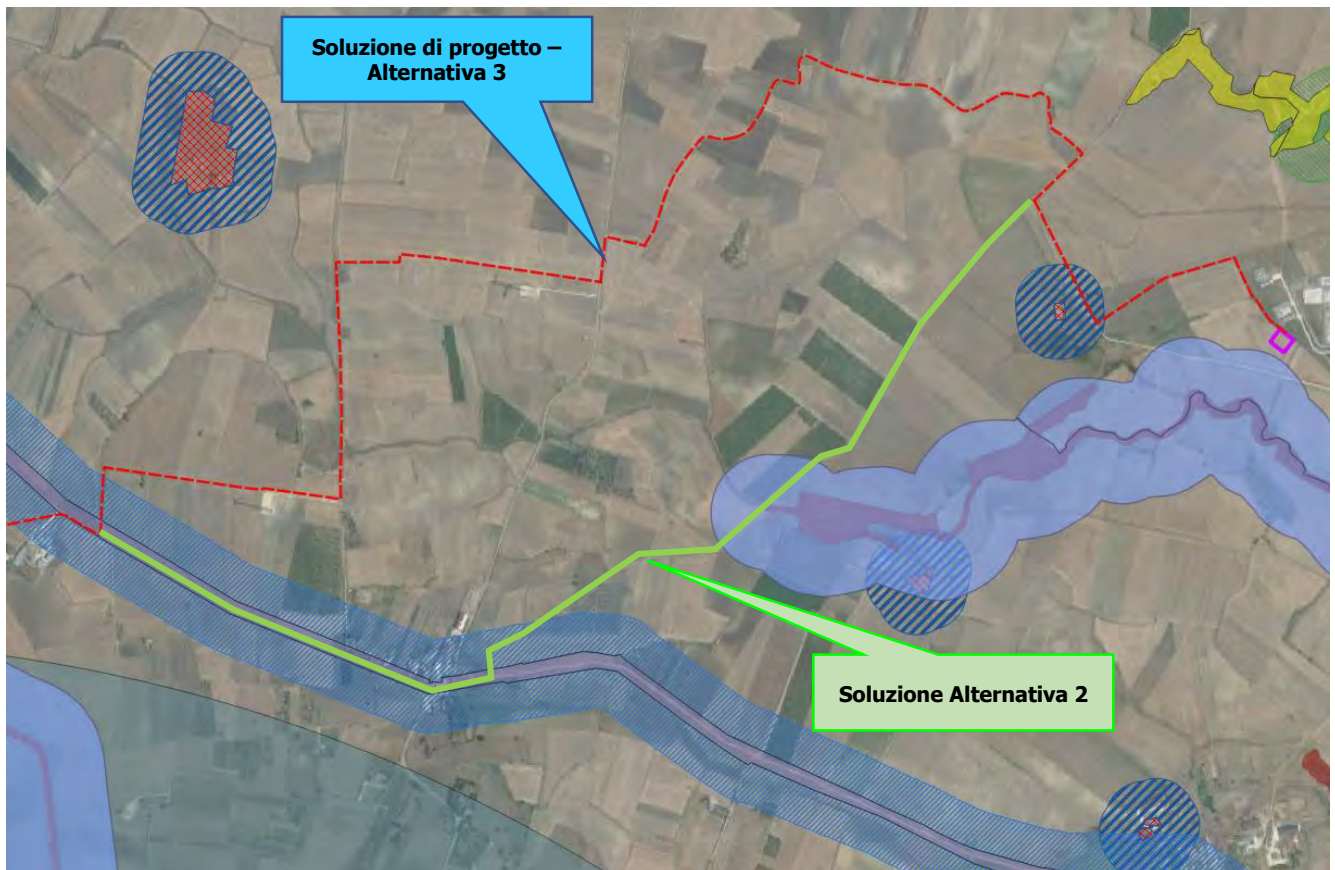




















Figura 4-5: Alternativa 3 – Tracciato del cavidotto interrato

Premettendo che il tratturo in questione è coincidente con la SP20, quindi una viabilità già compromessa nelle sue caratteristiche di identità culturale, si è ritenuto di attraversarla trasversalmente, al fine di ridurre al minimo eventuali impatti sulla componente culturale coinvolta.

Nel seguito il risultato del confronto tra le alternative di tracciato del cavidotto in prossimità della SEU:

Analisi Alternativa 2 – tracciato del cavidotto interrato			
Componenti	Soluzione progetto	Alternativa 3	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati			-
Ambientali e vincolistici			La soluzione alternativa era al Regio Tratturo Melfi Castellaneta.
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici			-
Geologici ed idrogeologici			-
Idraulici			-
Topografici, dimensionali e visivi			-
Archeologici			La soluzione alternativa avrebbe avuto eventuali impatti sulla componente culturale stratificazione storica
Anemologici	-	-	-
Costi			La soluzione alternativa richiede maggiori costi per la maggiore lunghezza del percorso
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Per quanto riguarda invece le alternative di mitigazione, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti ambientali a valori accettabili, sono state valutate e via descritte nel capitolo dell'analisi degli impatti ambientali.

Come **alternativa strategica (Alternativa 4)**, è stata valutata la realizzazione di un impianto di pari potenza ma alimentato da fonti fossili.

Un confronto può essere fatto, ad esempio, in termini di consumo di materie prime (fonti energetiche **non rinnovabili**) e di emissioni nocive in atmosfera, tra l'energia prodotta da un impianto eolico e quella di una centrale termoelettrica con ipotesi di utilizzo di fonti non rinnovabili, a parità di potenza erogata.

Si suppone:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- valore di producibilità netta annua del parco eolico, di circa 248,68 GWh;

I dati dei consumi medi di fonti non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica, sono riportati nella tabella seguente:

FONTI NON RINNOVABILI			
Combustibile	Consumo specifico medio	Unità di misura	Fonte dati
Carbone	0,355	kg/kWh	<i>Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98</i>
Petrolio	0,23	kg/kWh	ENEL
Gasolio	0,22	kg/kWh	EPA
Gas naturale	0,28	m ³ /kWh	EPA
Olio combustibile	0,221	kg/kWh	<i>Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98</i>

I fattori di emissione per tipologia di inquinante e per tipologia di combustibile (fonte APAT) sono invece:

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,073	0,59	0,39
Petrolio	101	0	0
Gasolio	77,149	0,22	0,14118
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038
Olio combustibile	78	0,2	0,92683

Per quanto riguarda il consumo di materie prime per la produzione di energia equivalente che l'impianto eolico consente di evitare, si sono ottenuti i seguenti risultati relativi alla produzione annua:

Combustibile	Consumo evitato (1 anno)	Unità di misura
Carbone	88 281,40	[t/anno]
Petrolio	57 196,40	[t/anno]
Gasolio	54 709,60	[t/anno]
Gas naturale	69 630,40	[mc/anno]
Olio combustibile	54 958,28	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 30 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti:

Combustibile	Consumo evitato (30 anno)	Unità di misura
Carbone	2 648 442,00	[t/anno]
Petrolio	1 715 892,00	[t/anno]
Gasolio	1 641 288,00	[t/anno]
Gas naturale	2 088 912,00	[mc/anno]
Olio combustibile	1 648 748,40	[t/anno]

Per quanto riguarda, invece, le emissioni di gas nocivi evitate si è fatto riferimento ai dati APAT per ricavare i valori dei fattori di emissione FE per la singola attività (kg/GJ), differenziati per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinante, considerando la formula :

$$E=A \times FE$$

dove

E: emissione dovute all'attività [t/anno]

A: indicatore di attività (ad esempio il consumo di combustibile, la quantità di energia prodotta) [GJ]

FE : Fattori di emissione per la singola attività [kg/GJ]

Nella tabella che segue, oltre ai valori dei fattori di emissione e del Potere Calorifero Inferiore (PCI) di ciascun combustibile, utilizzato quest'ultimo per il calcolo dell'Indicatore di Attività (A= Consumo di combustibile x PCI), sono stati evidenziati i risultati circa le emissioni evitate correlate al tipo di combustibile.

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x	Consumo	PCI	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	[t/anno]	[MJ/kg]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Carbone	94,073	0,59	0,39	88 281,40	31,40	260 773,74	1 635,50	1 081,09
Petrolio	101	0	0	57 196,40	41,80	241 471,76	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	54 709,60	42,60	179 805,69	512,74	329,04
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	69 630,40	36,10	140 312,36	628,41	0,96
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	54 958,28	41,00	175 756,58	450,66	2 088,42

Valori che riferiti al ciclo di vita dell'impianto diventano:











Combustibile	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	7 823 212,17	49 065,04	32 432,82
Petrolio	7 244 152,85	0,00	0,00
Gasolio	5 394 170,81	15 382,15	9 871,15
Gas naturale	4 209 370,75	18 852,43	28,66
Olio combustibile	5 272 697,38	13 519,74	62 652,49

Da quanto detto si può evincere come l'impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima, rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Quindi "l'Alternativa 4" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto "all'Alternativa 3 di Progetto".

Infine, è stata considerata anche la **alternativa "zero"**, ossia la non realizzazione dell'intervento.

Di seguito la valutazione della alternativa zero dal punto di vista qualitativo.

Analisi alternativa zero			
Componenti	Soluzione progetto	Alternativa zero	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati			La realizzazione dell'impianto determina inevitabilmente interferenze con gli impianti FER esistenti.
Ambientali e vincolistici			La realizzazione dell'impianto determina inevitabilmente interferenze con gli aspetti ambientali anche se sostenibili come dimostrato nel corso del presente studio. Interferenza che non avrebbe ovviamente la alternativa zero.
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Geologici ed idrogeologici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Idraulici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Topografici, dimensionali e visivi			Stesso discorso di cui al punto precedente
Archeologici			Stesso discorso di cui al punto precedente. Inoltre con la assistenza archeologica in fase di cantiere aumentato i presidi
Anemologici			-
Costi			È ovvio che la alternativa zero non comporta costi
Ritorni per la collettività			La realizzazione del progetto comporta grossi benefici per la collettività: immissione in rete di energia pulita; utilizzo di manodopera locale in fase di cantiere, utilizzo di manodopera locale per la gestione ed esercizio dell'impianto; ritorni in termini di misure di compensazione
RISULTATO			La comparazione tra le due soluzioni porta ad una riflessione: è evidente che da un punto di vista strettamente ambientale la alternativa zero non comporta alcuna interferenza con le componenti ambientali vincolistiche, geologiche ed idrogeologiche, ma resta indifferente nel senso che non porta alcun elemento di novità e beneficio per il territorio. La soluzione di progetto, invece, compatibile e sostenibile, comporta una trasformazione, inevitabile, del territorio ma con evidenti ritorni e benefici per la collettività come su elencato, senza comportare un cumulo ed una pressione ambientale.

Tale aspetto sarà evidenziato anche sotto forma numerica attraverso il confronto matriciale.

Riepilogando quanto detto, dall'analisi delle possibili soluzioni progettuali sono state valutate e confrontate unicamente le seguenti ALTERNATIVE:

- Alternativa 0 – Non realizzazione dell'intervento;
- Alternativa 1 – Layout di progetto con 18 turbine;
- Alternativa 2 – Spostamento di turbina e del tracciato del cavidotto;
- Alternativa 3 – Soluzione di progetto
- Alternativa 4 – Centrale termoelettrica di pari potenza

Dai risultati delle analisi per le diverse soluzioni alternative la scelta presentata è risultata come la più opportuna sotto molteplici aspetti:

Produttività: le analisi relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto alle aree contigue;

Impatto con l'ambiente e aspetto paesaggistico: l'analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori dei territori comunali per la locazione di un impianto eolico, sia sotto l'aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre la disposizione delle macchine risulta di minimo impatto per la fauna locale per il massimo sfruttamento della viabilità esistente.

L'Alternativa 3 è risultata quella meno impattante sull'ambiente circostante.

Si rimanda alle matrici in allegato.

4.1.1. Stima degli effetti

Individuati gli impatti prodotti sull'ambiente circostante dall'opera in esame, si è proceduto alla quantificazione dell'importanza che essi hanno, in questo particolare contesto, sulle singole componenti ambientali da essi interessate.

Tale modo di procedere ha come obiettivo quello di poter redigere successivamente un bilancio quantitativo tra quelli positivi e quelli negativi, da cui far scaturire il risultato degli impatti ambientali attesi.

Per attuare al meglio tale proposito sono stati prima valutati, poi convertiti tutti gli impatti fin qui individuati, secondo una scala omogenea, che ne permetta il confronto.

In particolare è stata definita un'opportuna scala di giudizio, di tipo quali-quantitativo: gli impatti vengono classificati in base a parametri qualitativi (segno, entità, durata) associando poi ad ogni parametro qualitativo un valore numerico.

Per ogni impatto generato dalle azioni di progetto la valutazione viene condotta considerando:

- **il tipo di beneficio/maleficio che ne consegue** (Positivo/Negativo);
- **l'entità di impatto sulla componente** ("Trascurabile" se è un impatto di entità così bassa da essere inferiore alla categoria dei lievi ma comunque tale da non essere considerato completamente nullo; "Lieve" se l'impatto è presente ma può considerarsi irrilevante; "Medio" se è degno di considerazione, ma circoscritto all'area in cui l'opera risiede; "Rilevante" se ha influenza anche al di fuori dell'area di appartenenza);
- **la durata dell'impatto nel tempo** ("Breve" se è dell'ordine di grandezza della durata della fase di costruzione o minore di essa / "Lunga" se molto superiore a tale durata/ "Irreversibile" se è tale da essere considerata illimitata).

Dalla combinazione delle ultime due caratteristiche scaturisce il valore dell'impatto, come mostrato nella tabella seguente, mentre la prima determina semplicemente il segno dell'impatto medesimo.

SIGNIFICATIVITA' DELL'IMPATTO				
Entità dell'impatto \ Durata dell'impatto		Breve	Lunga	Irreversib
		B	L	I
Trascurabile	T	0,5	1	-
Lieve	L	1	2	3
Medio	M	2	3	4
Rilevante	R	3	4	5

Poiché le componenti ambientali coinvolte non hanno tutte lo stesso grado di importanza per la collettività, è stata stabilita una forma di ponderazione delle differenti componenti.

Nel caso in esame i pesi sono stati stabiliti basandosi, per ciascuna componente:

- sulla quantità presente nel territorio circostante (risorsa Comune/Rara);
- sulla capacità di rigenerazione (risorsa Rinnovabile/Non Rinnovabile);
- sulla rilevanza rispetto alle altre componenti ambientali (risorsa Strategica/Non Strategica).

In particolare il rango delle differenti componenti ambientali elementari considerate è stato ricavato dalla **combinazione delle citate caratteristiche, partendo dal valore "1" nel caso in cui tutte le caratteristiche sono di rango minimo (Comune – Rinnovabile – Non Strategica); incrementando via via il rango di una unità per ogni variazione rispetto alla combinazione "minima"; il rango massimo è, ovviamente, "4".**

COMBINAZIONE	RANGO
Comune / Rinnovabile / Non Strategica	1
Rara / Rinnovabile / Non Strategica	2
Comune / Non Rinnovabile / Non Strategica	2
Comune / Rinnovabile / Strategica	2
Rara / Non Rinnovabile / Non Strategica	3
Rara / Rinnovabile / Strategica	3
Comune / Non Rinnovabile / Strategica	3
Rara / Non Rinnovabile / Strategica	4

4.1.1.1. Rango delle componenti ambientali

Sulla scorta delle indicazioni riportate precedentemente, si analizzano di seguito le singole componenti ambientali, determinando, in base al grado di importanza sulla collettività, il fattore di ponderazione da applicare successivamente nel calcolo matriciale.

- Aria

L'aria è da ritenersi una risorsa comune e rinnovabile. Data la sua influenza su altri fattori come la salute delle persone e delle specie vegetali ed animali, essa va considerata anche come una risorsa strategica. **Rango pari a 2.**

- Ambiente idrico

E' di per sé una risorsa comune e rinnovabile, date le caratteristiche del luogo. Considerando, inoltre, la sua influenza sulla fauna e flora è anche una risorsa strategica. **Rango pari a 2.**

- Suolo e Sottosuolo

Il sottosuolo è una risorsa comune, rinnovabile dato il coinvolgimento nella zona in esame. Le sue caratteristiche influenzano in maniera strategica altre risorse (ambiente fisico, l'assetto socio-economico e le altre). **Rango pari a 2.**

- Vegetazione

La vegetazione del sito d'intervento è sicuramente una risorsa comune data la sua presenza anche nell'area vasta di interesse. Essa è sicuramente rinnovabile, poiché non necessita dell'aiuto umano per riprodursi, ed è strategica, in quanto influenza la qualità del paesaggio. **Rango pari a 2.**

- Fauna



Le specie presenti nell'area vasta di interesse sono comuni, rinnovabili, poiché facilmente riproducibili, strategiche in quanto influenzano altre componenti ambientali. **Rango pari a 2.**

- **Paesaggio e patrimonio culturale**

Il tipo di paesaggio e patrimonio culturale presente nell'area può ritenersi una componente ambientale comune. Sicuramente rappresenta una risorsa strategica, considerando l'influenza che può avere sulle altre componenti ambientali, non facilmente rinnovabile se subisce alterazioni. **Rango pari a 2.**

- **Assetto igienico-sanitario**

Considerando la popolazione come unica entità, è possibile ritenere la salute pubblica come componente comune e non rinnovabile. Eventuali incidenti umani provocano sicuramente influenze su altre componenti, pertanto il benessere della popolazione è una risorsa strategica. **Rango pari a 3.**

- **Assetto socio-economico**

L'economia locale, legata soprattutto all'attività commerciale/industriale, turismo ed agricola è una risorsa comune nell'area di intervento, poco rinnovabile (nel senso che un cambiamento verso altre forme di reddito per l'intero territorio sarebbero lunghe e poco attuabili nell'immediato) ed è strategica per le altre componenti. **Rango pari a 3.**

- **Rumore e Vibrazioni**

La risorsa è comune, rinnovabile, e sicuramente strategica per altre numerose componenti ambientali. **Rango pari a 2.**

- **Rifiuti**

La produzione di rifiuti costituisce un fattore comune e rinnovabile. La tipologia di rifiuti il loro stoccaggio e recupero rende la risorsa strategica. **Rango pari a 2.**

4.1.1.2. Risultati dell'analisi degli impatti ambientali

Come descritto in precedenza, nella fase progettuale sono state studiate diverse alternative di progetto; alcune sono servite per giungere alla soluzione di progetto finale (migliore scelta delle posizioni delle torri, delle piazzole, dei percorsi stradali, del cavidotto e della sottostazione) mentre altre sono servite come confronto con la soluzione complessiva finale, una volta ottimizzata.

Di seguito si raffronteranno in forma matriciale le alternative studiate, confrontate con la soluzione finale di progetto (indicata come alternativa 3), raggruppate nelle cinque elencate in seguito:

- Alternativa 0 – **Non realizzazione dell'intervento**;
- Alternativa 1 – Layout di progetto con 18 turbine;
- Alternativa 2 – Spostamento di turbina e del tracciato del cavidotto;
- Alternativa 3 – Soluzione di progetto
- Alternativa 4 – Centrale termoelettrica di pari potenza

L'Alternativa 0, ossia lasciare inalterato lo stato dei luoghi **non realizzando il parco eolico** in oggetto, ha ripercussioni sicuramente positive su alcune delle varie componenti ambientali coinvolte durante la fase di realizzazione dell'intervento, ma non su tutte.

Infatti, la realizzazione dell'impianto determina inevitabilmente interferenze con gli aspetti ambientali in quanto comporta modifica dello stato dei luoghi con consumo di suolo, modifiche alla viabilità ed installazione di oggetti che si sviluppano in altezza e quindi visibili inevitabilmente.

Quindi le componenti più interessate sono quella relativa al suolo, la componente paesaggistica dal punto di vista visivo, e le componenti flora e fauna; tuttavia, l'interferenza generata risulta essere compatibile e reversibile, soprattutto mitigabile sia in fase di cantiere che di esercizio.

Agli aspetti negativi citati si contrappongono, tuttavia, anche dei benefici alla collettività ed alle comunità locali, connessi ad una iniziativa del genere.

In particolare, la **realizzazione del progetto determina i seguenti benefici**:

- immissione in rete di energia pulita prodotta da fonte rinnovabile, prodotta in una area vasta dal potenziale enorme ma poco utilizzata;

- utilizzo di manodopera locale in fase di cantiere, utilizzo di manodopera locale per la gestione ed esercizio dell'impianto;
- ritorni in termini di misure di compensazione per il comune a seguito di una convenzione da sottoscrivere con il Comune di Laterza.

Dal punto di vista matriciale, la non realizzazione dell'intervento non comporta alcun impatto con le componenti individuate in matrice, quali aria, acqua, suolo e sottosuolo, flora, fauna e paesaggio e nessuna interferenza con l'ambiente antropico.

Nella matrice, infatti, non è stato indicato nessun punteggio.

Di contro, però, la alternativa zero resta indifferente nel senso che non porta alcun elemento di novità e beneficio per il territorio; in questo senso è stata valutata come una perdita ossia una rinuncia alla opportunità dei benefici per il territorio su indicati in termini di vantaggi.

Si ritiene, quindi, che la soluzione di progetto, stimata di tipo compatibile e sostenibile, comporta una trasformazione, inevitabile, del territorio ma con evidenti ritorni e benefici per la collettività come su elencato, senza comportare un cumulo ed una pressione ambientale.

Si tratta di accettare la visione del territorio come dinamica ed in trasformazione, e pronta a recepire un progetto di siffatta entità, come novità ed opportunità per il territorio.

Ad ogni modo, è importante evidenziare come, la realizzazione dell'impianto serva a produrre energia (che va comunque reperita) sfruttando fonti rinnovabili, riducendo sensibilmente gli impatti causati da eventuali altre fonti, certamente più inquinanti.

Il parco eolico in oggetto prevede il collegamento ad una SE di Terna denominata "Castellaneta", attraverso una nuova Stazione di trasformazione elettrica.

Il mancato apporto di tale produzione elettrica comporterebbe uno scompensamento nella pianificazione e nello sviluppo della rete, impostata per gestire i flussi di energia tra domanda e offerta.

Quindi si ritiene, che la realizzazione del parco eolico in oggetto ha l'obiettivo di favorire e assecondare, la transizione energetica, attuata dal gruppo Terna. Aderire, quindi, ad un processo di trasformazione ineludibile verso un sistema di produzione e **consumo di energia sostenibile e**

decarbonizzato, in cui la generazione elettrica è sempre più decentrata e basata sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili di energia.

La matrice *Alternativa Zero* è risultata con punteggio negativo (-18), infatti la non realizzazione del parco eolico e quindi il mancato apporto alla RTN di energia ottenuta attraverso fonti rinnovabili ha un impatto decisamente maggiore rispetto alla presenza fisica del parco, soprattutto a seguito delle misure di mitigazione adottate.

Nello specifico, come si può notare dalla matrice di seguito riportata, non essendoci l'intervento non risultano le interferenze con le componenti ambientali che risultano quindi prive di impatti; tuttavia, il mancato beneficio è stato valutato in maniera negativa se vista come una perdita di opportunità lavorativa per le comunità locali, mancata realizzazione della strada e mancata immissione di energia da fonte rinnovabile in rete.

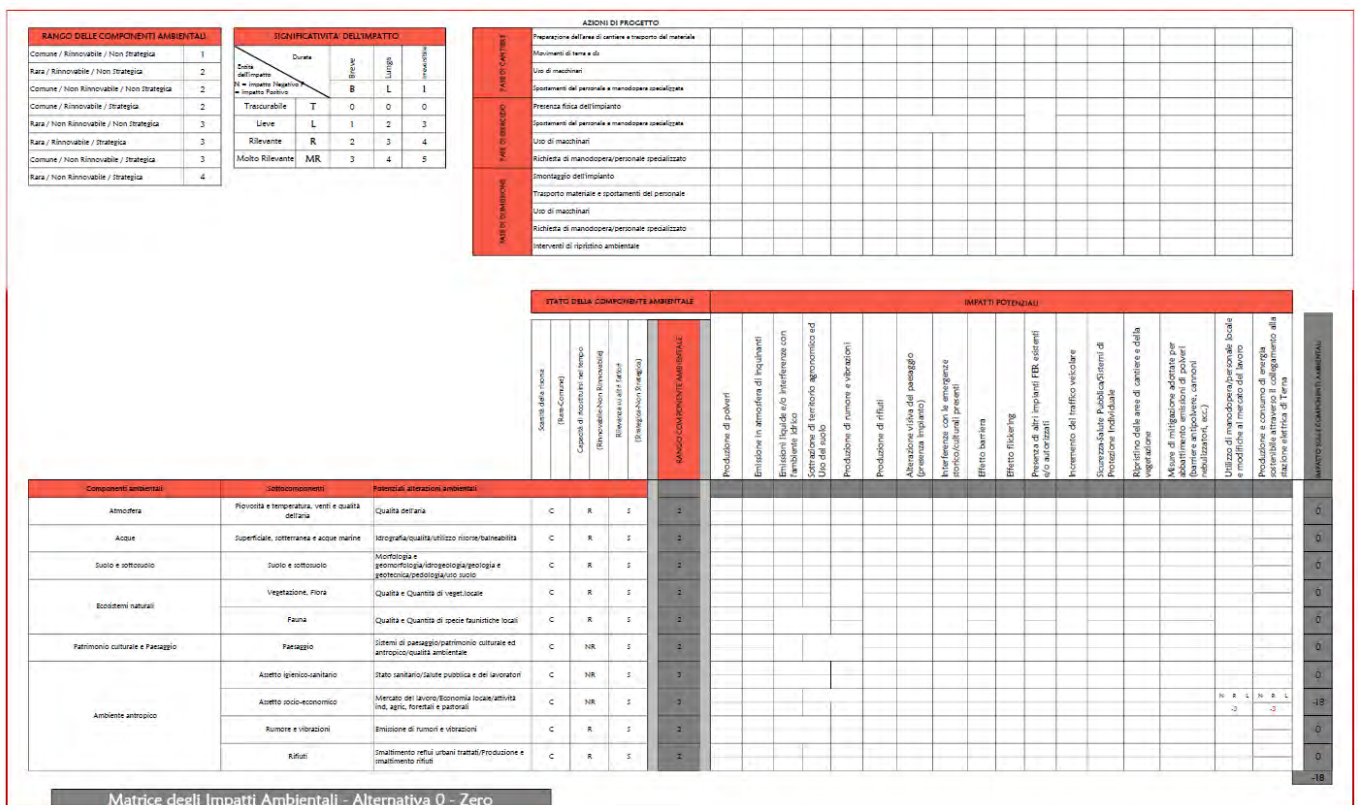


Figura 4-6: Matrice alternativa zero

Mentre, come già descritto, l'**Alternativa 1** equivale all'ipotesi di realizzare il **Parco Eolico con 18 turbine**.

La matrice generata per l'alternativa 1 ha sempre un valore positivo (21), ma inferiore rispetto all'Alternativa di progetto.

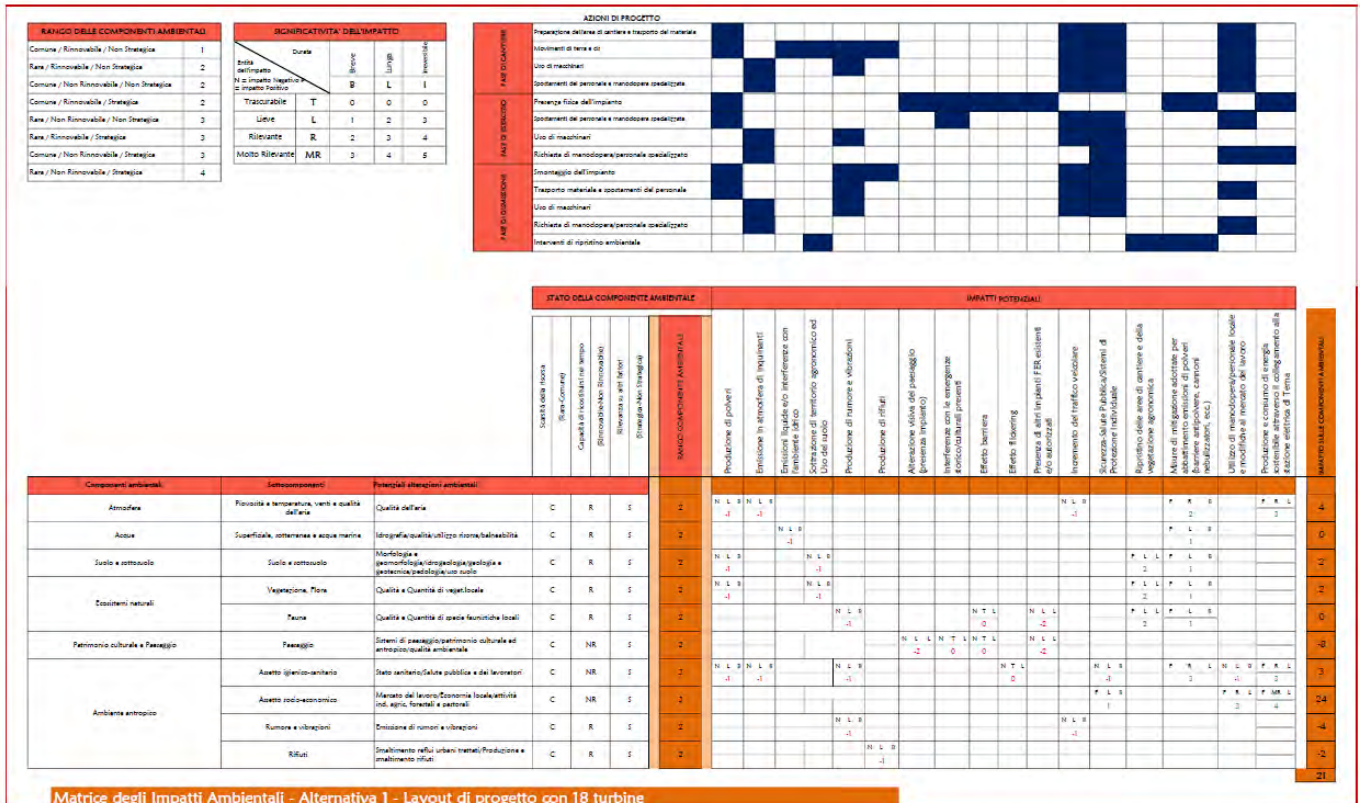


Figura 4-7: Matrice alternativa 1

L'**Alternativa 2**, non ha un valore di impatti positivi come quelli che si ottengono nella soluzione di progetto, anche perché genera maggiori impatti negativi, rispetto a diverse componenti ambientali. Tale scelta progettuale non è la migliore individuata.

RANGO DELLE COMPONENTI AMBIENTALI		SIGNIFICATIVITA' DELL'IMPATTO				AZIONI DI PROGETTO																				STATO DELLA COMPONENTE AMBIENTALE				IMPATTI POTENZIALI												IMPATTO NELLE COMPONENTI AMBIENTALI																											
Comune / Rinnovabile / Non Strategica	1	Scala definiente	Durezza			T	L	R	MR	Impiego di personale a manodopera specializzata	Trasporto materiale e spostamenti del personale	Uso di macchinari	Schede di manodopera/personale specializzato	Interventi di ripristino ambientale	Emissioni in atmosfera di inquinanti	Rischio di incendio interferenza con il cantiere	Spostazione di terreno agrario/coltivato	Produzione di rumore e vibrazioni	Produzione di rifiuti	Alterazione dello stato del paesaggio (pendenza impianto)	Interferenza con le energie rinnovabili presenti	Effetto lenire	Effetto flash	Rischio di impatto FER esistenti e potenziali	Inquinamento del traffico veicolare	Spostamento di fauna e flora	Ripristino delle aree di cantiere e della vegetazione agricola	Misure di mitigazione adottate per l'installazione, l'esercizio e la manutenzione (barriere antipolvere, cantieri nebulizzatori, ecc.)	Utilizzo di manodopera/personale locale e modifiche al tessuto del lavoro	Produzione e consumo di energia elettrica attraverso il collegamento alla rete elettrica di Terra	N	P	N	L	R	MR																																	
Basso	B		L	L	I																																Produzione di polveri	Emissione in atmosfera di inquinanti	Rischio di incendio interferenza con il cantiere	Spostazione di terreno agrario/coltivato	Produzione di rumore e vibrazioni	Produzione di rifiuti	Alterazione dello stato del paesaggio (pendenza impianto)	Interferenza con le energie rinnovabili presenti	Effetto lenire	Effetto flash	Rischio di impatto FER esistenti e potenziali	Inquinamento del traffico veicolare	Spostamento di fauna e flora	Ripristino delle aree di cantiere e della vegetazione agricola	Misure di mitigazione adottate per l'installazione, l'esercizio e la manutenzione (barriere antipolvere, cantieri nebulizzatori, ecc.)	Utilizzo di manodopera/personale locale e modifiche al tessuto del lavoro	Produzione e consumo di energia elettrica attraverso il collegamento alla rete elettrica di Terra																
Medio	M		M	M	M																																																																
Alto	A		A	A	A																																																																
Comune / Rinnovabile / Non Strategica	2																																																																				
Comune / Rinnovabile / Non Strategica	2																																																																				
Comune / Rinnovabile / Strategica	2																																																																				
Comune / Rinnovabile / Non Strategica	3																																																																				
Comune / Rinnovabile / Strategica	3																																																																				
Comune / Rinnovabile / Strategica	3																																																																				
Comune / Non Rinnovabile / Strategica	4																																																																				

Matrice degli Impatti Ambientali - Alternativa 4 - Centrale Termoelettrica

Figura 4-9: Matrice alternativa 4

La valutazione quantitativa matriciale degli impatti positivi e negativi, determinati dalle azioni di progetto sulle componenti ambientali interessate, ha permesso un confronto tra le alternative analizzate, e quella in progetto (**Alternativa 3**) genera un valore positivo maggiore. Gli impatti generati dalla realizzazione e dall'esercizio del parco eolico sono di entità contenuta, per cui a seguito delle misure di mitigazione e compensazione scelte si sono resi trascurabili.

Quindi, il layout finale (*Alternativa 3*) presenta bassi livelli di criticità ambientali dal punto di vista della compatibilità paesaggistica e delle visuali panoramiche, della compatibilità rispetto alle caratteristiche idrogeomorfologiche esistenti nell'area di interesse e rispetto agli ecosistemi naturali.



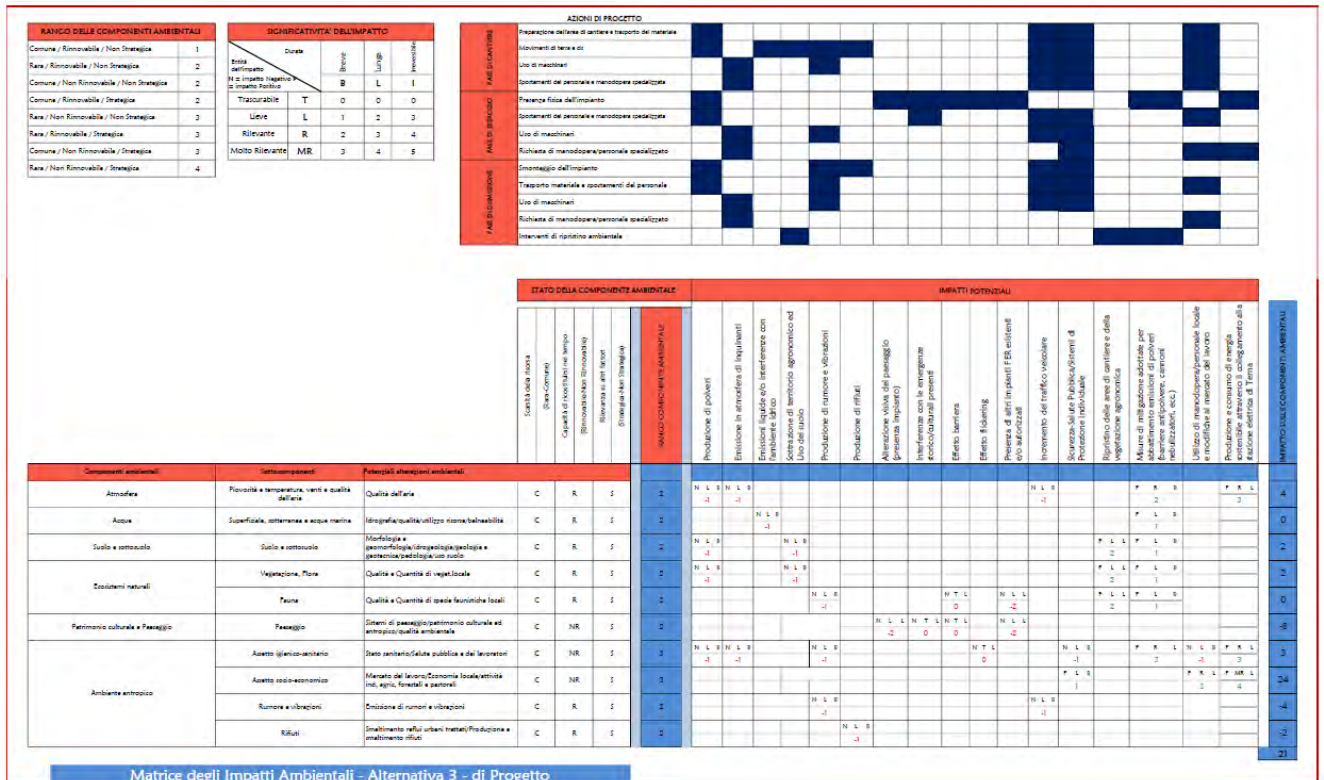


Figura 4-10: Matrice alternativa 3

La valutazione quantitativa matriciale degli impatti positivi e negativi, determinati dalle azioni di progetto sulle componenti ambientali interessate ha evidenziato come **la soluzione di progetto sia più vantaggiosa essendo caratterizzata da un valore positivo, sicuramente significativo a livello di impatto globale, rispetto al valore negativo dell'alternativa zero e 4 e ai valori positivi più bassi delle alternative 1 e 2.**

4.2. Descrizione del progetto

4.2.1. Ubicazione dell'opera

L'intervento in oggetto è finalizzato alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione da fonte eolica costituito da **17 turbine aventi potenza complessiva pari a 111,60 MW** da realizzare in zone classificate agricole, non di pregio, dal vigente strumento urbanistico comunale, da ubicare nel territorio del comune di **Laterza** (TA).

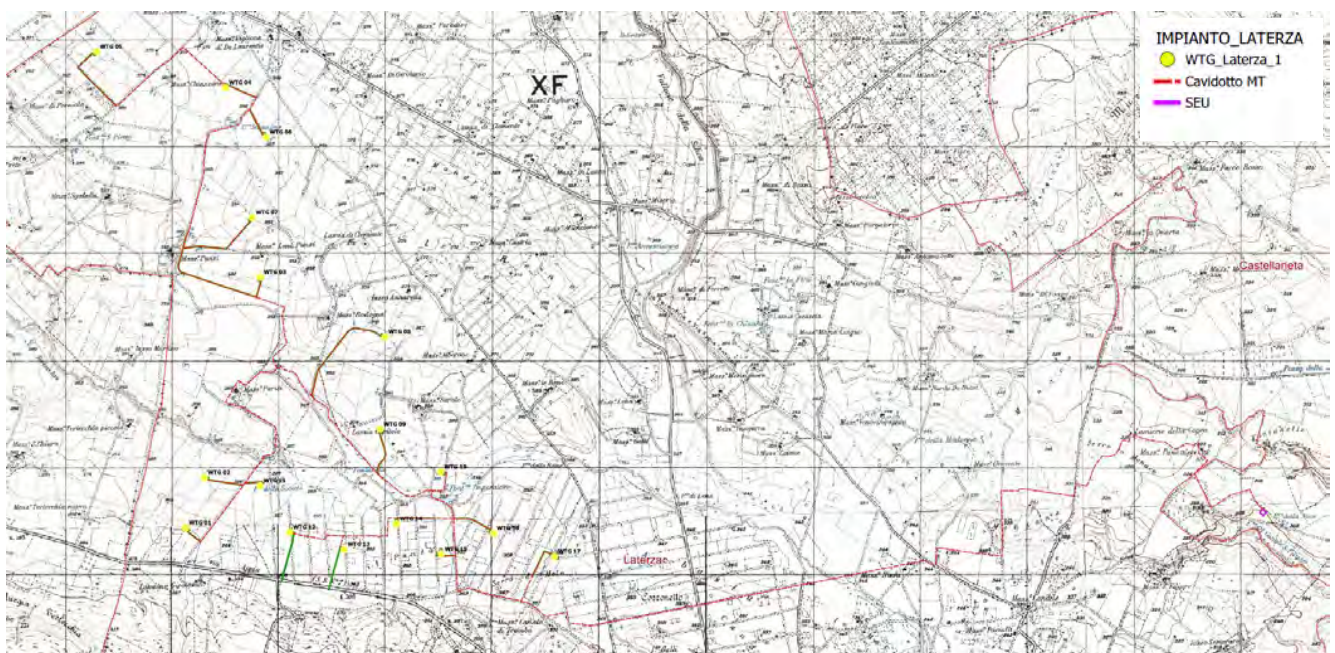


Figura 4-11: Inquadramento intervento di area vasta

Il sito di intervento è all'interno del territorio comunale di Laterza, a nord ovest del centro urbano alla distanza di circa 3,7 km.

È baricentrico rispetto ai centri abitati di Matera (Regione Basilicata) ad ovest, a circa 9 km, a Santeramo in Colle (BA - Regione Puglia) a nord a circa 8,5 km.

È raggiungibile e delimitato a sud dalla SS7, a nord dalle strade provinciali SP140 e SP22, ad est è raggiungibile e delimitato dalla SP17.



Figura 1 2: Inquadramento intervento di area vasta con indicazione della viabilità extraurbana– fonte Google

Nelle immagini seguenti sono riportate gli inquadramenti di dettaglio del layout su base CTR e ortofoto.

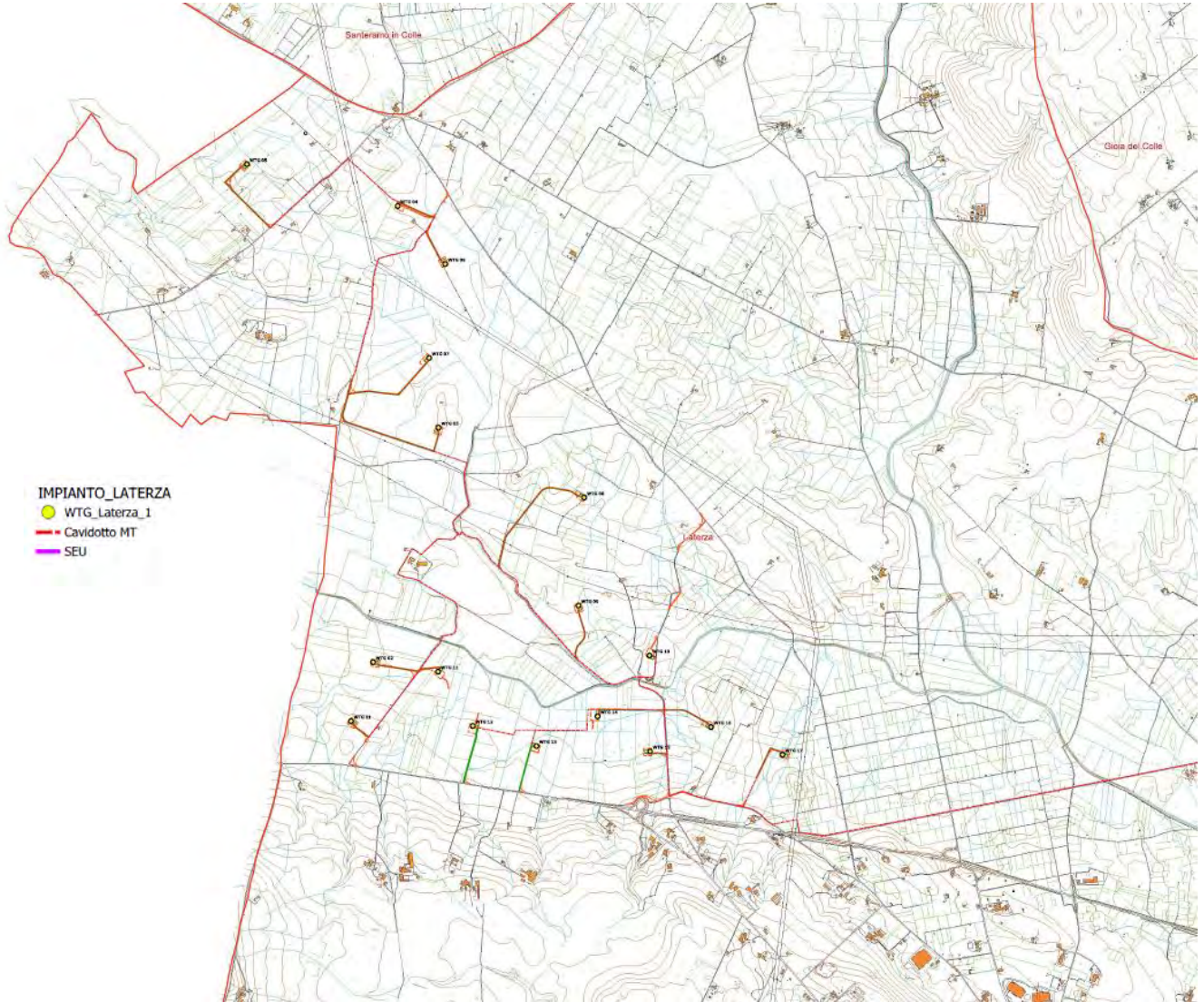


Figura 4-12: Area delle Turbine su base CTR



Figura 4-13: Area Stazione Elettrica Utente su base CTR



Figura 4-14: Area di intervento: layout di progetto su ortofoto

L'ubicazione degli aerogeneratori e delle infrastrutture necessarie è stata evidenziata sugli stralci planimetrici degli elaborati progettuali.

Tali aerogeneratori, collegati in gruppi, convoglieranno l'energia elettrica prodotta alla Sottostazione Elettrica utente da ubicarsi nel territorio comunale di Castellaneta da collegare in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

Le coordinate geografiche nel sistema UTM (WGS84; Fuso 33) e le relative quote altimetriche ove sono posizionati gli aerogeneratori sono le seguenti:

ID TURBINA	Potenza Turbina	Coordinate Geografiche UTM		Coordinate Geografiche DMS		Quote altimetriche m s.l.m.
		UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)	LATITUDINE	LONGITUDINE	
RIN01	6,6 MW	646058.72 m E	4503245.69 m N	40°40'1.79"N	16°43'40.77"E	373
RIN02	6,6 MW	646235.48 m E	4503716.83 m N	40°40'16.95"N	16°43'48.69"E	362
RIN03	6,6 MW	646759.31 m E	4505591.95 m N	40°41'17.40"N	16°44'12.57"E	369
RIN04	6,6 MW	646433.40 m E	4507363.93 m N	40°42'15.05"N	16°44'0.18"E	369
RIN05	6,6 MW	645225.34 m E	4507698.33 m N	40°42'26.66"N	16°43'9.00"E	382
RIN06	6,6 MW	646812.81 m E	4506899.75 m N	40°41'59.76"N	16°44'15.95"E	367
RIN07	6,6 MW	646683.72 m E	4506149.43 m N	40°41'35.52"N	16°44'9.82"E	365
RIN08	6,6 MW	647925.30 m E	4505033.28 m N	40°40'58.54"N	16°45'1.75"E	367
RIN09	6,6 MW	647880.26 m E	4504169.55 m N	40°40'30.57"N	16°44'59.10"E	360
RIN10	6,6 MW	648448.18 m E	4503769.97 m N	40°40'17.25"N	16°45'22.94"E	353
RIN11	6,6 MW	646756.54 m E	4503640.73 m N	40°40'14.15"N	16°44'10.81"E	358
RIN12	6,6 MW	647033.60 m E	4503206.62 m N	40°39'59.90"N	16°44'22.24"E	360
RIN13	6,6 MW	647543.45 m E	4503046.44 m N	40°39'54.38"N	16°44'43.81"E	358
RIN14	6,6 MW	648032.96 m E	4503284.15 m N	40°40'1.77"N	16°45'4.85"E	352
RIN15	6,6 MW	648452.92 m E	4503003.79 m N	40°39'52.41"N	16°45'22.49"E	354
RIN16	6,0 MW	648940.68 m E	4503198.02 m N	40°39'58.39"N	16°45'43.42"E	359
RIN17	6,6 MW	649513.35 m E	4502977.54 m N	40°39'50.87"N	16°46'7.61"E	357

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico e la Sottostazione elettrica interessano i territori comunali di Laterza e Castellaneta (TA).

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati dalle turbine:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
RIN01	LATERZA	27	8, 18
RIN02	LATERZA	27	33
RIN03	LATERZA	8	137
RIN04	LATERZA	1	185
RIN05	LATERZA	1	49, 67
RIN06	LATERZA	9	1
RIN07	LATERZA	8	124
RIN08	LATERZA	19	50 - 9
RIN09	LATERZA	29	18
RIN10	LATERZA	30	14, 15
RIN11	LATERZA	28	24
RIN12	LATERZA	28	40
RIN13	LATERZA	31	270
RIN14	LATERZA	31	44
RIN15	LATERZA	31	1, 168
RIN16	LATERZA	31	13
RIN17	LATERZA	31	113
STAZIONE ELETTRICA UTENTE 150kV	CASTELLANETA	17	10-11

4.2.2. Valutazione di producibilità

Per quanto concerne il potenziale eolico del sito, si riporta di seguito quanto desunto dallo studio specialistico allegato al progetto definitivo.

Per la valutazione di producibilità è stato indicato

- 16 aerogeneratori **Siemens Gamesa SG6.6-170 MW con potenza nominale di 6,6 MW.**
- 1 aerogeneratore **Siemens Gamesa SG6.2-170 MW con potenza nominale di 6,0 MW.**

Nella tabella che segue sono riportate la potenza totale delle turbine installate, l'energia annua (MWh), il fattore impianto (%) e le ore equivalenti del parco eolico Laterza 1.

Nella relazione anemologica allegata (rif. PR12), è stata effettuata una Stima della producibilità **dell'impianto**, nella tabella seguente i dati conclusivi in forma tabellare.

Produzione energetica teorica [GWh/anno]	276,31
Efficienza elettrica [%]	3 %
Disponibilità aerogeneratori [%]	3 %
Regolazione di potenza [%]	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1 %
Manutenzione sottostazione [%]	1 %
Fermo Utility [%]	1 %
Produzione energetica annua netta stimata [GWh/anno] – P50	248,68
Ore equivalenti – P50	2.228
Fattore di capacità stimato	25,43 %

Considerando le perdite sopra stimate si è determinato che l'energia annua generata dalle 17 turbine eoliche Gamesa SG6.0 e 6.6 sarà di **248.680 MWh/anno.**

4.2.3. AEROGENERATORI

La struttura tipo dell'aerogeneratore consiste in:

- una torre a struttura metallica tubolare di forma circolare, suddivisa in n. 5 tronchi da assemblarsi in cantiere. La base della torre viene ancorata alla fondazione mediante una serie di barre pre-tese (anchor cages);
- navicella, costituita da una struttura portante in acciaio e rivestita da un guscio in materiale composito (fibra di vetro in fibra epossidica), vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata contenente l'albero lento, unito direttamente al mozzo, che trasmette la potenza captata dalle pale al generatore attraverso un moltiplicatore di giri;
- un mozzo a cui sono collegate 3 pale, in materiale composito, formato da fibre di vetro in matrice epossidica, costituite da due gusci collegati ad una trave portante e con inserti di acciaio che uniscono la pala al cuscinetto e quindi al mozzo.

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. Si riportano qui di seguito le caratteristiche tecniche massime previste per l'aerogeneratore tipo:

Technical Specification	TURBINA TIPO 1	TURBINA TIPO 2
Potenza nominale	6.6 MW	6.0 MW
Numero di pale	3	3
Diametro rotore	170 m	170 m
Altezza del mozzo	115 m	115 m
Velocità del vento di cut-in	3 m/s	3 m/s
Velocità del vento di cut-out	25 m/s	25 m/s
Velocità del vento nominale	11.5 m/s	11.0 m/s
Generatore	Asincrono	Asincrono
Tensione	690 V	690 V

Ciascun aerogeneratore è dotato di un proprio trasformatore, installato alla base della torre, che consente di elevare l'energia prodotta dalla rotazione della pale da 690V a 30kV; dal quadro di media tensione a 30kV posto in prossimità dell'ingresso della torre avviene dunque il trasporto dell'energia verso la sottostazione utente.

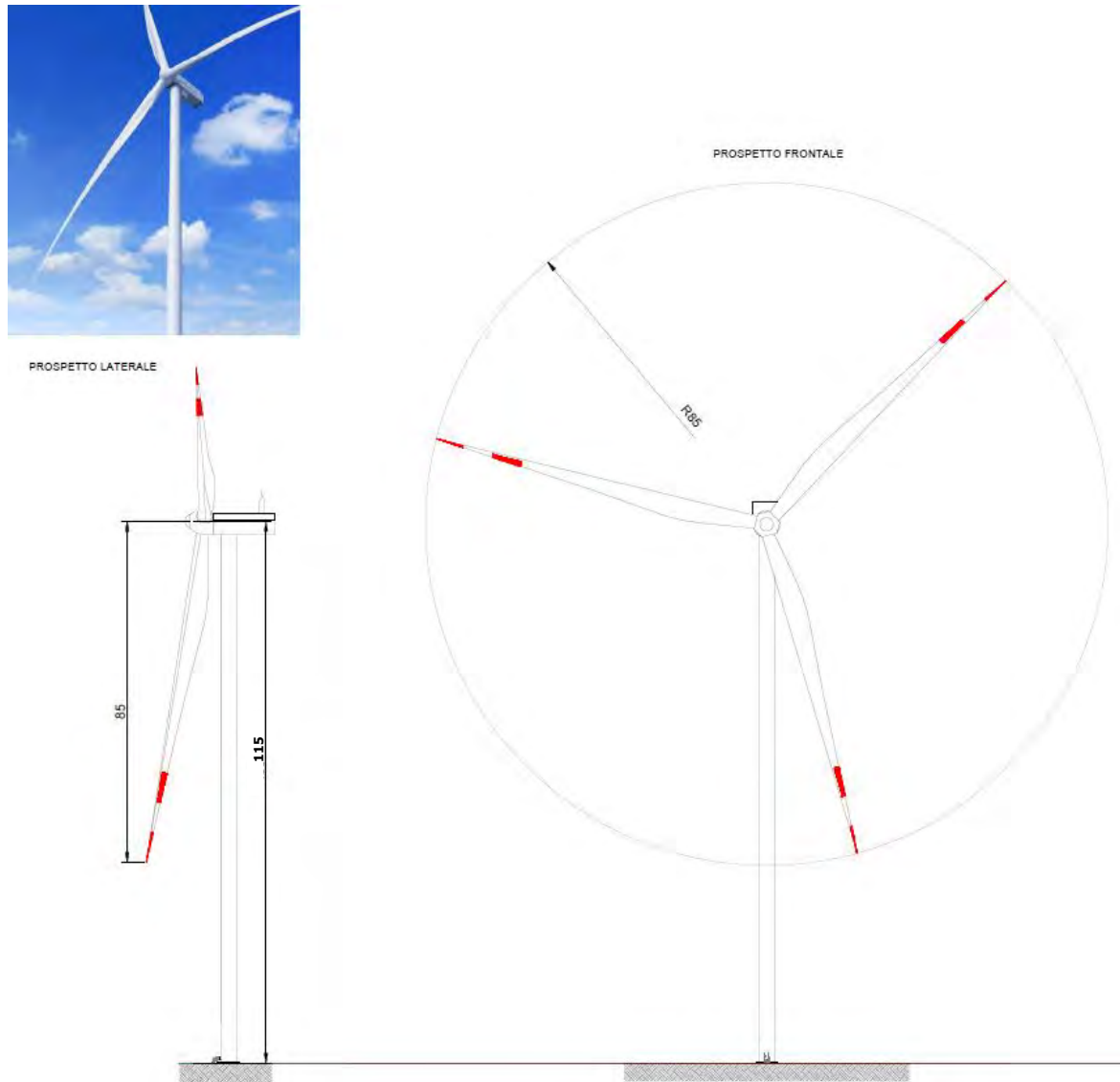


Figura 4-15: Tipico WTG geometrie complessive

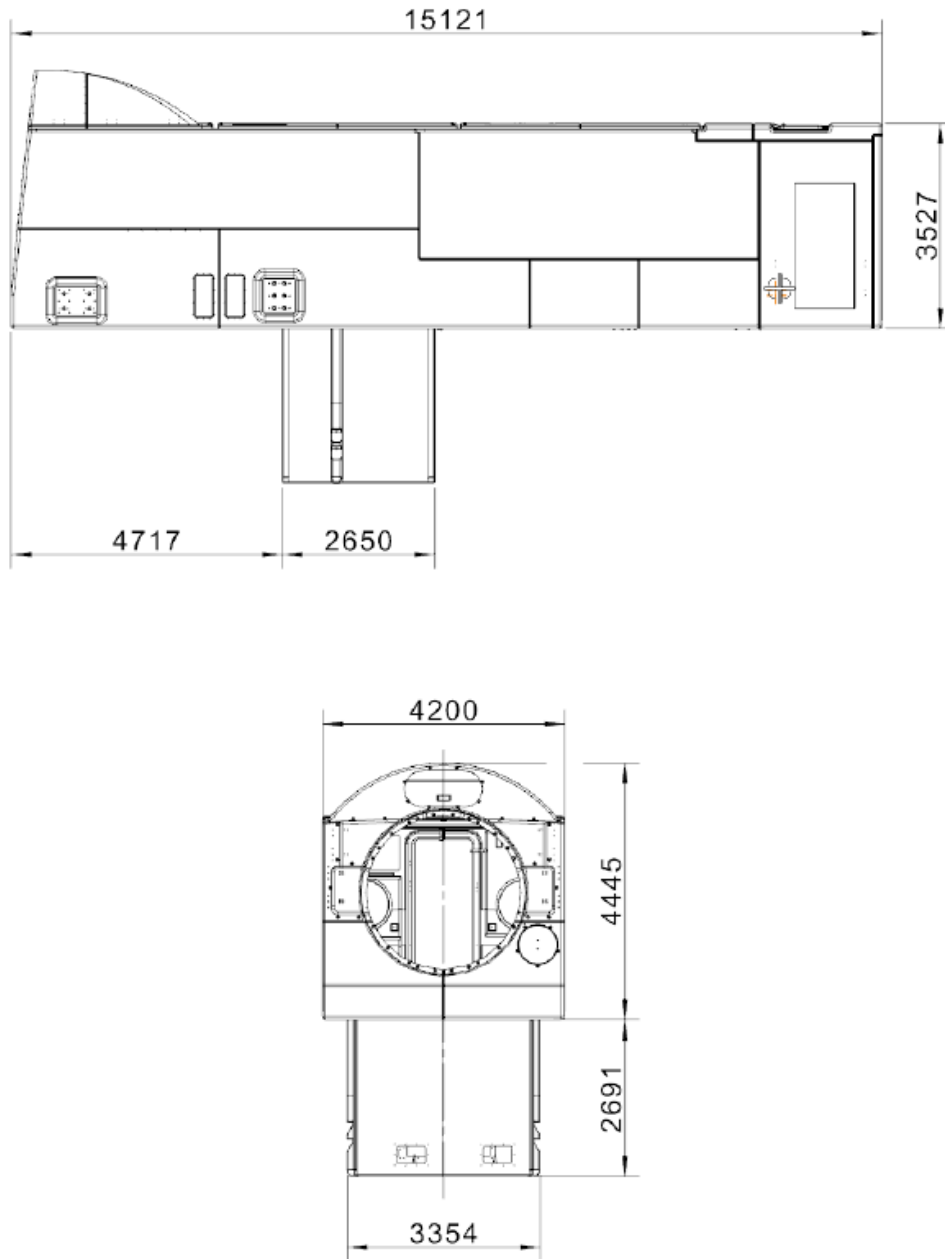


Figura 16: Tipico navicella WTG

4.2.4. Impianto elettrico

Ciascun aerogeneratore è dotato di un proprio trasformatore, installato alla base della torre, che consente di elevare **l'energia** prodotta dalla rotazione della pale da 690V a 30kV; dal quadro di media tensione a 30kV **posto in prossimità dell'ingresso della torre** avviene dunque il trasporto **dell'energia** verso la sottostazione utente.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante una rete interrata di cavi elettrici MT 30kV; lo schema proposto per il collegamento degli aerogeneratori viene effettuato in funzione della disposizione degli **stessi, dell'orografia** del territorio e della viabilità interna del parco.

Il percorso dei cavi elettrici che collegano gli aerogeneratori alla Sottostazione MT/AT seguirà, per quanto possibile, la viabilità esistente.

È inoltre prevista la realizzazione di nuove strade per **l'accesso agli aerogeneratori ove saranno** collocati i relativi cavidotti.

I cavi elettrici MT interrati saranno posati a ridosso o in mezzera alle strade sterrate e a lato strada per il cavidotto interno parco eolico, ad una profondità di 1,20 m circa, come previsto dalla normativa vigente.

Il tracciato è stato studiato in **conformità con quanto previsto dall'art. 121 del R.D. 1775/1933**, comparando le esigenze di **pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati**, e progettato in modo da arrecare il minor pregiudizio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni limitrofe. Il tracciato del cavidotto è stato scelto in modo da essere il più breve possibile così da avere un basso impatto ambientale e allo stesso tempo minimizzare le possibili interferenze presenti lungo il percorso.

TRATTO	TIPO DI CAVO 18/30 kV	SEZIONE [mm²]	LUNGHEZZA LINEA [m]
RIN 05 – RIN 04	ARP1H5(AR)EX	240	2.397
RIN 04 – RIN 06	ARP1H5(AR)EX	240	1.072
RIN 06 – RIN 07	ARP1H5(AR)EX	2x240	2.468
RIN 07 – RIN 03	ARP1H5(AR)EX	2x240	2.262
RIN 01 – RIN 02	ARP1H5(AR)EX	240	2.008
RIN 02 – RIN 11	ARP1H5(AR)EX	240	0.870
RIN 11 – RIN 03	ARP1H5(AR)EX	2x240	3.450
RIN 03 – Cab. di Trasf.	ARP1H5(AR)EX	4x240	14.262
RIN 08 – RIN 09	ARP1H5(AR)EX	240	2.774
RIN 09 – RIN 10	ARP1H5(AR)EX	240	1.631
RIN 10 – RIN 16	ARP1H5(AR)EX	2x240	1.381
RIN 16 – RIN 15	ARP1H5(AR)EX	2x240	1.188
RIN 15 – RIN 17	ARP1H5(AR)EX	4x240	2.015
RIN 12 – RIN 13	ARP1H5(AR)EX	240	970
RIN 13 – RIN 14	ARP1H5(AR)EX	240	1.160
RIN 14 – RIN 15	ARP1H5(AR)EX	2x240	1.350
RIN 17 – Cab. di Trasf.	ARP1H5(AR)EX	4x240	10.515
Tot			50.903,87

4.2.5. Connessione alla rete elettrica di distribuzione a 150 kV

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202201460, prevede la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione dell'energia prodotta dal parco eolico (SE di utenza) alla quale convergeranno i cavi di potenza e controllo provenienti dal parco eolico, collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

L'ubicazione della sottostazione di trasformazione è prevista nel Comune di Castellaneta, in un'area catastalmente identificata dal fg.17 p.la 10-11 adiacente alla Stazione Elettrica RTN.

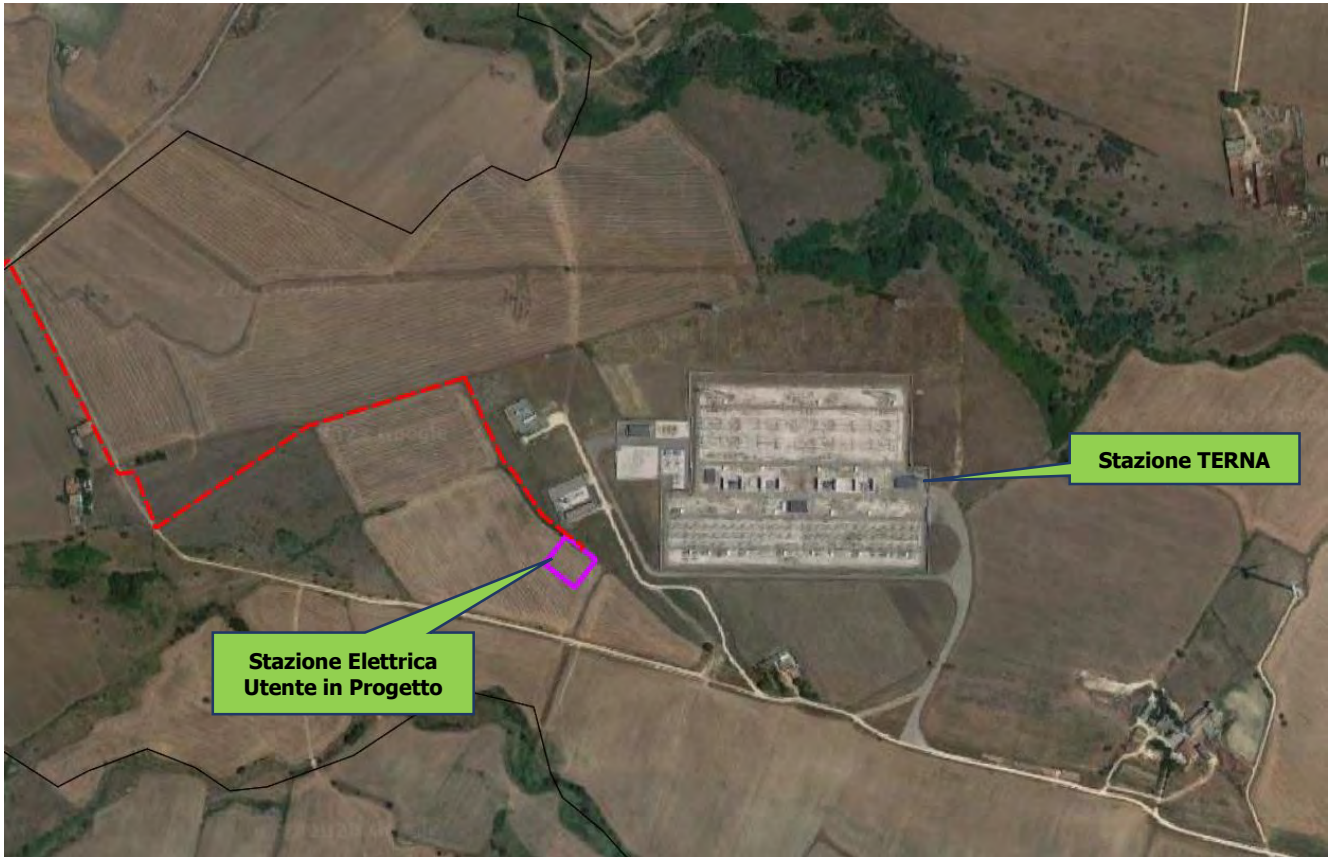


Figura 4-17: Ortofoto area di futura Stazione elettrica utente adiacente alla Stazione Terna "Castellaneta"



Figura 4-18: Foto dell'area di futura Stazione elettrica utente

La Sottostazione Elettrica "Rinascita Wind Srl" costituisce impianto d'utente per la connessione; la sua funzione, come descritto in precedenza, è quella di convogliare l'energia prodotta dall'impianto eolico "Laterza1", effettuare la trasformazione alla tensione nominale di 150 kV e interconnettere la propria sezione 150 kV a quella della stazione elettrica RTN 150kV, tramite il collegamento a mezzo del sistema di sbarre sopraccitato.

Per l'ubicazione delle celle MT con l'arrivo dei collegamenti a 30 kV dall'impianto eolico "Laterza1", i quadri dei servizi ausiliari in bt, dei trasformatori elettrici MT/bt, dei servizi generali, nonché per gli apparati del sistema di supervisione e comando dell'impianto, al pari dei locali per il personale, sarà installato un "Edificio Utente", come nel seguito specificato.

Principali dati del lay-out impiantistico della stazione RTN:

- distanza tra le fasi per le sbarre, le apparecchiature ed i conduttori: 2,20 m
- larghezza massima degli stalli: 11 m
- altezza dei conduttori di stallo: 4,50 m
- quota asse sbarre: 7,50 m

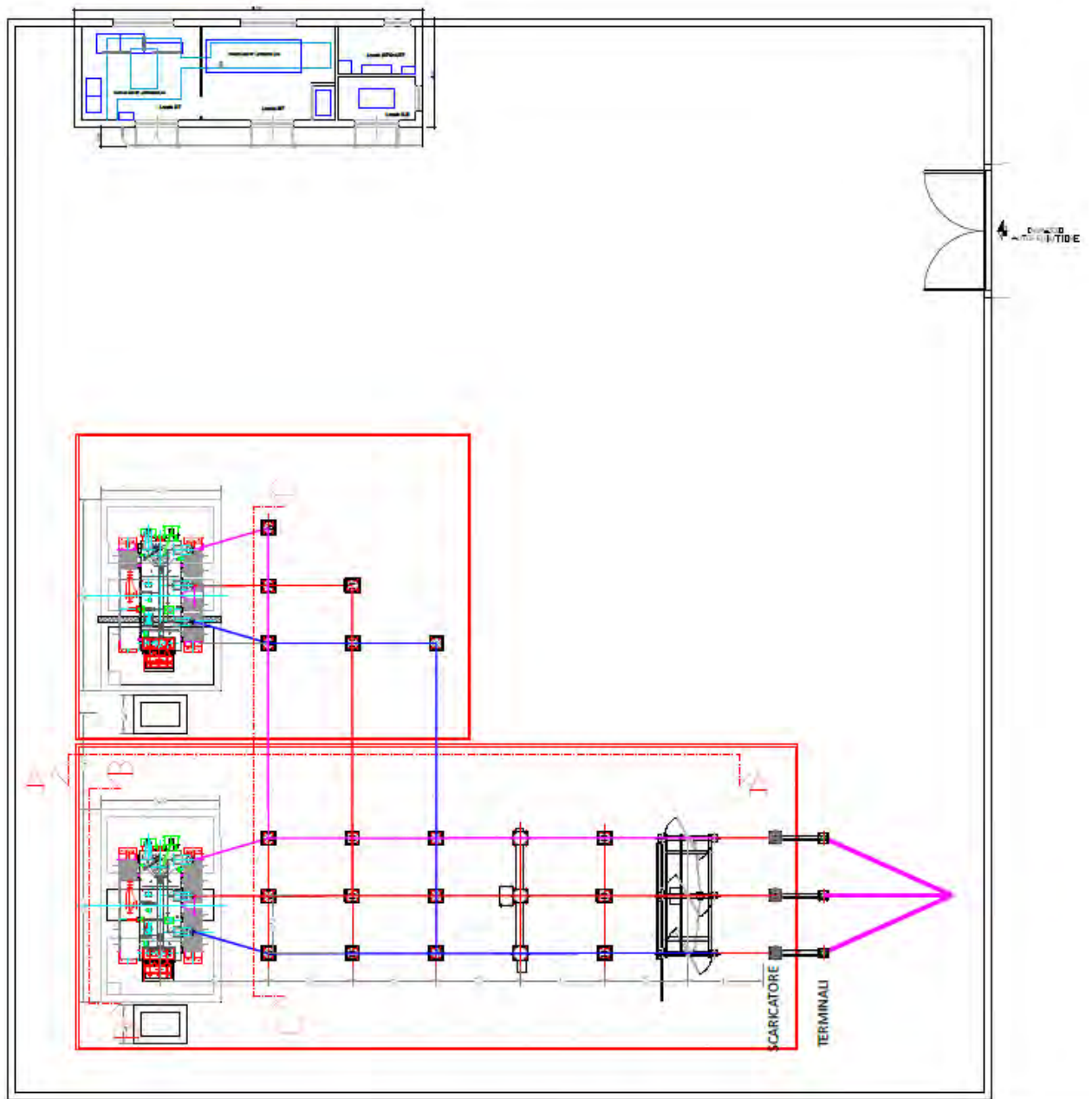


Figura 4-19: Stazione elettrica utente – schema planimetrico

4.2.6. Viabilità interna al parco eolico

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale.

La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori.

Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilineo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Nello specifico, viene indicata la viabilità interna alla zona d'impianto, suddivisa in nuova viabilità e viabilità da ammodernare.

Per maggiori dettagli in merito al tracciato della viabilità e all'individuazione dei differenti tratti interessati da ammodernamento, così come la localizzazione di eventuali attività di raccordo previsti, si rimanda al progetto definitivo.

4.2.7. Fase di gestione dell'Impianto

La centrale viene tenuta sotto controllo mediante un sistema di supervisione che permette di rilevare le condizioni di funzionamento con continuità e da posizione remota.

A fronte di situazioni rilevate dal sistema di monitoraggio, di controllo e di sicurezza, è prevista l'attivazione di interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti attività:

- servizio di guardiania;
- conduzione impianto, in conformità a procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata;

- manutenzione preventiva ed ordinaria, programmate in conformità a procedure stabilite per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto sarà effettuata generalmente con ispezioni a carattere giornaliero, mentre la manutenzione ordinaria sarà effettuata con interventi a periodicità mensile.

La frequenza delle attività manutentive consentirà anche la verifica dello stato di usura dei **componenti in movimento e dei componenti idraulici dell'aerogeneratore**; rientrano nel programma di manutenzione ordinaria la sostituzione dell'olio idraulico e di raffreddamento degli aerogeneratori e dell'olio dei trasformatori elettrici in genere e della Sottostazione Elettrica Utente in particolare.

Per tutti i quantitativi di oli saranno assicurati i trattamenti adeguati e lo smaltimento presso centro del CONOU Consorzio Nazionale per la Gestione, raccolta e trattamento degli Oli Minerali Usati in ottemperanza al Testo Unico Ambientale e normative di settore.

4.2.8. Dismissione dell'Impianto

In linea generale i parchi eolici hanno una durata di vita media pari a 30 anni passati i quali il Proponente provvede allo smantellamento dello stesso e al ripristino delle condizioni originali o procede con operazioni di revamping nel caso fossero applicabili.

Di seguito si riportano i passi per una corretta dismissione dell'impianto eolico:

- Smontaggio delle pale
- Smontaggio della navicella
- Rimozione dei corpi cilindrici che compongono la torre
- Rimozione completa del tubolare (fissato alla fondazione) senza alterare l'integrità del plinto in cemento armato che svolgerà la sola funzione di presidio strutturale del versante in questione.



L'intera area viene, quindi, ricoperta di terreno vegetale ripristinando la forma originaria e consentendo tutte le normali operazioni agricole (aratura compresa) e/o pastorali a cui era originariamente dedicata l'area in oggetto.

In particolare al completamento della vita utile dell'impianto o comunque dalla data di dismissione dell'impianto, si procederà ai seguenti interventi di dismissione e di ripristino:

- svuotamento dei circuiti idraulici degli aerogeneratori e dei trasformatori elettrici con trasporto e smaltimento presso impianto autorizzato per raccolta rifiuti speciali e tossico nocivi o smaltimento presso il "Consorzio obbligatorio di smaltimento degli oli esausti" in ottemperanza delle norme dettate dal D. Lgs. 27 gennaio 1992, n. 95, e in attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/1001/CEE oltre che del Testo Unico Ambientale e normative di settore in vigore al momento della dismissione;
- rimozione degli aerogeneratori con utilizzo di gru di adeguata dimensione previa scomposizione dei componenti in modo da renderli trasportabili e con recupero delle materie prime riutilizzabili tramite aziende di riciclaggio autorizzate;
- smantellamento delle apparecchiature elettriche all'interno dei manufatti delle cabine di smistamento ed all'interno della Sottostazione AT/MT;
- ripristino delle aree già interessate alle piazzole con rimozione dei materiali inerti di fondazione e riporto di terreno agrario originale;
- rimozione previa demolizione anche con l'utilizzo di martello pneumatico di manufatti e opere d'arte in cemento utilizzate per la formazione di piazzole o strade di servizio con avvio delle materie di risulta a discarica autorizzata;
- rimozione completa di linea elettrica interrata con conferimento dei materiali presso impianti autorizzati di trattamento e recupero;
- asportazione di ogni manufatto realizzato nell'area di posizionamento dell'aerogeneratore fino a 1,00 m di profondità dal piano di campagna ad esclusione del blocco fondale non amovibile ma inerte ai fini dell'alterazione chimica;
- ricoprimento con terreno agrario originale del blocco di fondazione per uno spessore di almeno 1,00 m.

Si precisa che una volta separati i diversi componenti in base alla loro natura ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclo e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata.

In particolare, i materiali di risulta, opportunamente selezionati, dovranno essere riutilizzati per quanto è possibile nell'ambito del cantiere per formazione di rilevati, di riempimenti od altro; il rimanente materiale di risulta non utilizzabile dovrà essere conferito a discarica autorizzata.

La disponibilità delle discariche sarà assicurata nel totale rispetto della Legislazione vigente, degli strumenti urbanistici locali e dei vincoli imposti dalle competenti Autorità, e dopo avere valutato correttamente gli aspetti tecnici ed ambientali connessi alla collocazione a discarica dei materiali di risulta.

Si dovrà provvedere, inoltre, a qualsiasi onere, incombenza e prestazione relativa al trasporto ed alla collocazione in idonea discarica autorizzata dei materiali di risulta prodotti dal cantiere (scavi, demolizioni, lavorazioni varie, etc.) e non riutilizzabili nello stesso.

Di seguito si riporta una tabella indicativa delle tipologie di rifiuti che si produrranno a seguito della **dismissione dell'impianto**

Codice CER	Descrizione rifiuto
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione
150203	Guanti, stracci
150202*	Guanti, stracci contaminati
160604	Batterie alcaline
170107	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche
170201	Scarti legno
170203	Canaline, Condotti aria
170301*	Catrame sfridi
170401	Rame, bronzo, ottone
170402	Alluminio
170405	Ferro e acciaio
170407	Metalli misti
170411	Cavi
200101	Carta, cartone
200102	Vetro
200139	Plastica

200121*	Neon
200140	lattine
200134	Pile
200301	Indifferenziato

Per i dettagli si rimanda al *Piano di dismissione dell'impianto (PR13)*.

4.2.9. Obiettivi di Economia Circolare e Ciclo di Vita dell'impianto

Il **principi dell'economia Circolare** nascono dalla consapevolezza che l'attuale modello economico di sviluppo, non è più in grado di sostenere determinati ritmi produttivi senza danneggiare valori tangibili e intangibili dell'attuale società.

Questo modello ha trovato forza e ispirazione anche dal più ampio concetto di **Sviluppo Sostenibile** promosso da diversi anni dai governi, che intende dare alle future generazioni le stesse possibilità di sviluppo economico, sociale e ambientale di quella attuale.

Il 25 settembre 2015 l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite ha adottato *l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile*, corredata da una lista di 17 obiettivi (Sustainable Development Goals, SDGs nell'acronimo inglese) e 169 sotto-obiettivi, che riguardano tutte le dimensioni della vita umana e del pianeta e che dovranno essere raggiunti da tutti i paesi del mondo entro il 2030, alcuni di essi anche entro il 2020.

Il concetto di Sviluppo Sostenibile si evidenzia in tre principali dimensioni: prosperità economica, rispetto ambientale e sviluppo sociale.

I 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 prendono in esame tutte le dimensioni del pianeta e della vita umana, occupandosi di temi come l'agricoltura, il rispetto l'ecosistema terrestre, l'educazione e il miglioramento della salute, fino alla lotta a ogni forma di povertà. Nel complesso puntano a raggiungere quell'equilibrio globale rappresentato dalla sostenibilità dell'intero sistema.



Figura 4-20: 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030

Dei 17 obiettivi elencati, l'Economia Circolare è rappresentata in 6.

Il principio di "rinnovamento della materia" è il pilastro trainante dell'economia circolare che conseguentemente genera nuove economie creando differenti opportunità per il tessuto sociale in cui questa economia si trova.

L'Economia Circolare è dunque un importante tassello per riuscire a soddisfare i principi dello sviluppo sostenibile, con un'applicazione concreta nella maggior parte delle filiere industriali, soprattutto quelle con un alto tasso di spreco di risorse e di consumo di materie prime (per citarne alcuni il settore minerario, tessile, edilizia, packaging, elettronica).

Uno degli obiettivi più importanti dell'economia circolare è la tutela e valorizzazione dell'ambiente con un focus particolare al rinnovamento della materia.

Per rinnovamento della materia si intendono tutte le ottimizzazioni nella progettazione e nel design di prodotto, l'ottimizzazione dei processi industriali e di filiera che riescono a ridurre il consumo e l'utilizzo di materie prime in fase di produzione/costruzione, l'utilizzo di materie riciclate (END OF WASTE) o beni ricondizionati, la riduzione degli scarti di produzione, la riduzione dei rifiuti generati e il riciclaggio degli stessi.

Dato che l'attuale andamento di estrazione delle risorse del nostro pianeta risulta insostenibile (negli ultimi 30 anni abbiamo consumato 1/3 delle risorse della Terra), in quanto consumiamo materie prime più di quelle che possiamo utilizzare a una velocità maggiore della loro stessa rigenerazione, l'economia circolare può essere la chiave per riuscire a ridurre il nostro impatto ambientale sul pianeta.

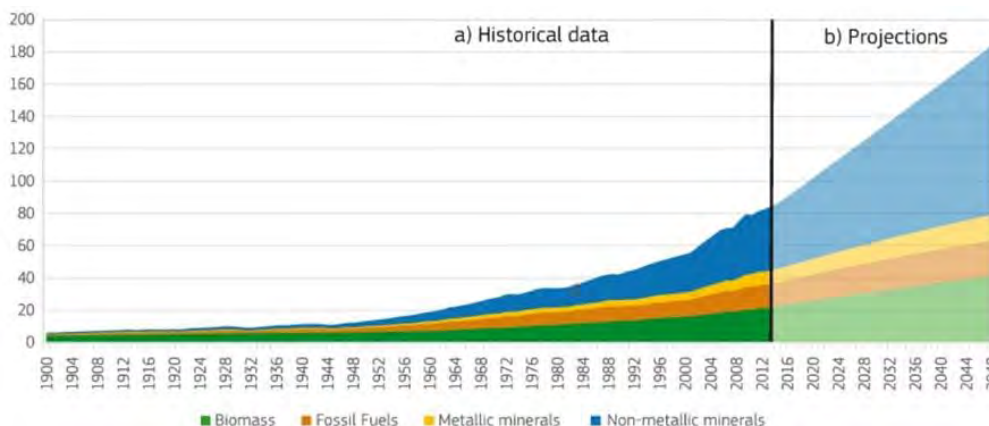


Figura 4-21: Estrazione globale delle risorse per tipologia di prodotto (fonte - European Commission)

L'economia circolare presuppone un cambiamento dei modelli di business che contraddistinguono la maggior parte delle imprese a livello mondiale, passando da una produzione lineare a una circolare.



Figura 4-22: Economia lineare

Questo implica l'adozione di nuovi obiettivi e strumenti già dalla fase di progettazione (**ECO-DESIGN**), il riutilizzo di materia riciclata in fase di produzione (**CIRCULAR GAP**), l'utilizzo di energia rinnovabile o la redistribuzione di responsabilità all'interno di una filiera (**EPR**).

Tale modello sembra prevedere ai propri estremi un'indifferenza di gestione, dove in fase di approvvigionamento non ci si preoccupa di attingere massicciamente alle risorse naturali, senza curarsi quindi della loro disponibilità nel lungo periodo. In fase finale non ci si preoccupa che tipo di rifiuto il proprio prodotto potrà generare, che impatti di medio e lungo periodo possa provocare all'ambiente e alla società, e non ci si preoccupa neanche delle possibili soluzioni di recupero e riciclo.

L'alternativa non può quindi che essere un cambiamento nel modello di riferimento passando da un approccio da lineare a uno circolare.



Figura 4-23: Economia Circolare

L'economia circolare rende infatti evidente, già nella sua semplice schematizzazione, che non esiste più una distanza tra la "nascita" e il fine vita di un prodotto, poiché il ciclo di produzione inizia con l'acquisizione di materie prime e risorse naturali riciclate, ovvero già utilizzate in cicli produttivi precedenti, recuperate da scarti e rifiuti e rigenerate per essere reimmesse in un nuovo ciclo di produzione.

C'è da sottolineare che Riciclare non è l'unico principio su cui si basa il modello circolare: anche la Prevenzione, la Riduzione e il Riutilizzo sono altrettanto fondamentali. Questo approccio rispecchia la gerarchia di gestione rifiuti prevista dalla Direttiva 2008/98/CE, nella quale viene stabilito un preciso ordine di priorità, a rimarcare che per il legislatore europeo non è equivalente applicare metodi che riducono i rifiuti alla fonte o avere individuato una serie di siti dove andare a interrare i rifiuti una volta raccolti, sia pure secondo tutti i criteri di legge e con tutte le attenzioni per l'ambiente.

Il Proponente del progetto in oggetto segue i principi e gli obiettivi di una economia circolare, per cui ha predisposto già nella fase definitiva della progettazione un impegno alla riduzione del rifiuto, alla scelta dei materiali, al loro riutilizzo.

Il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili è in continuo aumento e nell'industria dell'eolico, l'elemento più complesso da smaltire è l'aerogeneratore.

Ad oggi, circa l'85-90% della massa totale delle turbine eoliche può essere riciclato. La maggior parte dei componenti di una turbina eolica – la fondazione, la torre e i componenti della navicella – hanno stabilito pratiche di riciclaggio. Tuttavia, le pale delle turbine eoliche sono più difficili da riciclare a causa dei materiali compositi utilizzati nella loro produzione. Sebbene esistano varie tecnologie per riciclare le lame e un numero crescente di aziende offre servizi di riciclaggio dei compositi, queste soluzioni non sono ancora ampiamente disponibili e competitive in termini di costi.

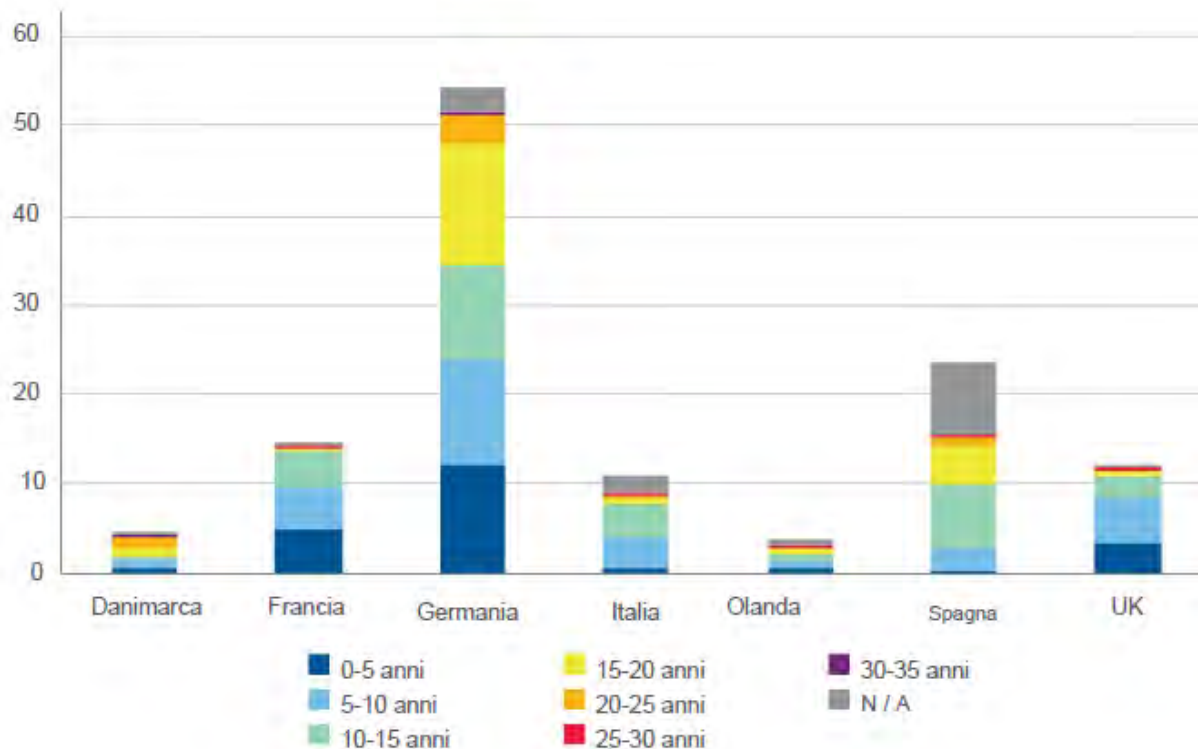
La WindEurope, in collaborazione con Cefic e EuCIA, attraverso una piattaforma collaborativa intersettoriale, ha redatto un rapporto sul riciclaggio delle pale delle turbine eoliche (Accelerating Wind Turbine Blade Circularity – 2020).

Tale rapporto:

- ❖ descrive la struttura delle pale delle turbine eoliche e la composizione dei materiali,
- ❖ evidenzia i volumi previsti di rifiuti compositi, inclusi i rifiuti delle pale delle turbine eoliche;
- ❖ mappa le normative vigenti in materia di rifiuti compositi in Europa;
- ❖ descrive le tecnologie di riciclo e recupero esistenti per il trattamento dei rifiuti compositi nonché applicazioni innovative per l'utilizzo di rifiuti compositi;
- ❖ fornisce raccomandazioni per la ricerca e l'innovazione per migliorare ulteriormente la circolarità delle pale delle turbine eoliche e la progettazione per il riciclaggio.

Tale impegno da parte dell'industria eolica si è reso necessario in quanto la WindEurope stima che entro il 2023 potrebbero essere dismesse circa 14.000 pale, equivalenti a tra 40.000 e 60.000 tonnellate.





Fonte: WindEurope

Figura 4-24: Età della flotta eolica onshore in Europa

Il riciclaggio di queste vecchie pale è una priorità assoluta per l'industria eolica. Ciò richiede soluzioni logistiche e tecnologiche per lo smontaggio, la raccolta, il trasporto, la gestione dei rifiuti e il reinserimento nella catena del valore.

Le pale delle turbine eoliche sono costituite da materiali compositi che aumentano le prestazioni dell'energia eolica consentendo pale più leggere e più lunghe con una forma aerodinamica ottimizzata.

Il riciclaggio dei compositi non è solo una sfida per l'industria eolica, ma piuttosto una sfida intersettoriale. I rifiuti di lame rappresenteranno solo il 10% dei rifiuti compositi termoindurenti totali stimati entro il 2025.

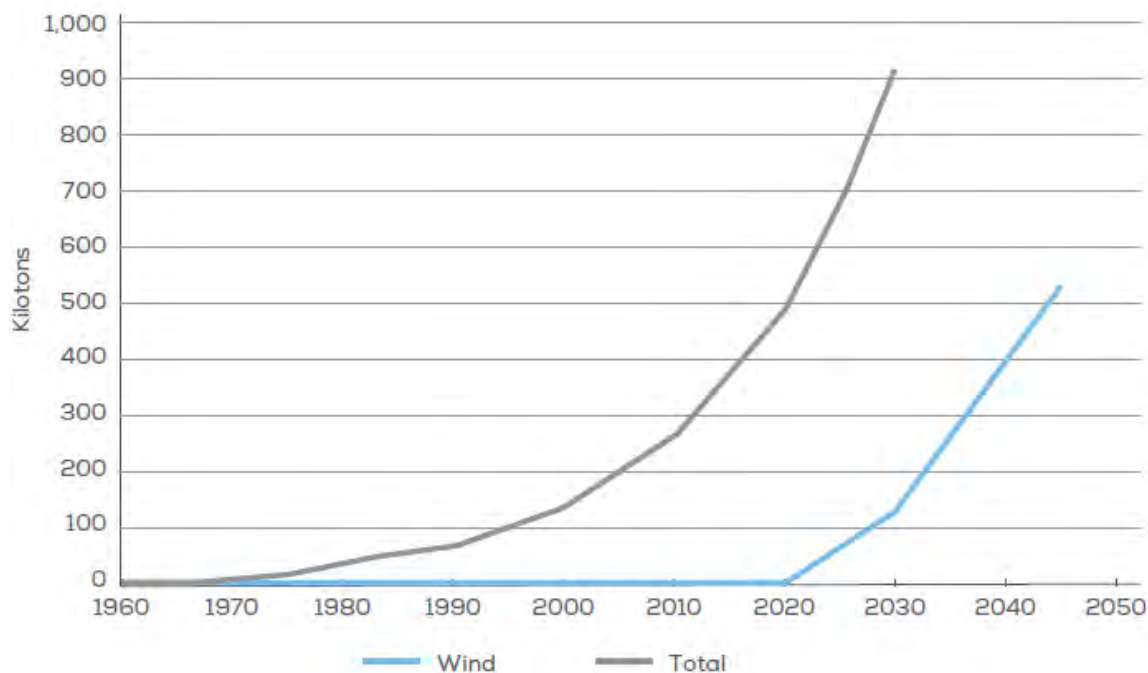


Figura 4-25: Produzione di rifiuti composti – andamento del settore (kton/anno)

Sarà necessario un impegno attivo da parte di tutti i settori e delle autorità che utilizzano composti per sviluppare soluzioni economicamente vantaggiose e forti catene del valore europee.

L'attuale legislazione europea sui rifiuti sottolinea la necessità di sviluppare un'economia circolare e aumentare i tassi di riciclaggio per far fronte all'inquinamento da rifiuti non necessario e aumentare l'efficienza delle risorse. In futuro potrebbe esserci una maggiore armonizzazione delle linee guida e della legislazione, che sarebbe più efficiente per lo sviluppo di un mercato europeo per il riciclaggio delle pale.

L'industria eolica sta lavorando ad una proposta di linee guida per lo smantellamento e smaltimento delle turbine eoliche.

Oggi, la tecnologia principale per il riciclaggio dei rifiuti composti è attraverso il co-processing del cemento. Il co-processing del cemento è disponibile in commercio per il trattamento di grandi volumi di rifiuti (anche se non in tutte le aree geografiche). In questo processo i componenti minerali vengono riutilizzati nel cemento. Tuttavia, la forma della fibra di vetro non viene mantenuta durante il processo, cosa che dal punto di vista della gerarchia dei rifiuti potrebbe essere meno preferita.

WindEurope, Cefic ed EuCIA sostengono fortemente l'aumento e il miglioramento del riciclaggio dei rifiuti compositi attraverso lo sviluppo di tecnologie di riciclaggio alternative che producano riciclati di maggior valore e consentano la produzione di nuovi compositi. Ulteriore sviluppo e industrializzazione di alternative termiche o chimiche le tecnologie di riciclaggio possono fornire ai settori che utilizzano compositi, come l'edilizia e l'edilizia, i trasporti, l'industria marittima ed eolica, soluzioni aggiuntive per il fine vita.

L'Europa deve investire in maggiore ricerca e innovazione per diversificare e aumentare le tecnologie di riciclaggio dei compositi, per sviluppare nuovi materiali ad alte prestazioni con una maggiore circolarità e per progettare metodologie per migliorare la circolarità e le capacità di riciclaggio delle lame.

Infine, la comprensione scientifica degli impatti ambientali associati alla scelta dei materiali e al diverso trattamento dei rifiuti anche i metodi dovrebbero essere migliorati (valutazione del ciclo di vita).

L'industria eolica sta dimostrando il suo impegno nel promuovere un'economia più circolare e a determinare i modi in cui può sostenerla. Per massimizzare è necessario un processo sostenibile per gestire le turbine eoliche alla fine del loro ciclo di vita i benefici ambientali dell'energia eolica da un approccio basato sul ciclo di vita. Per fare ciò, l'industria eolica è attivamente alla ricerca di industrie e settori che possano utilizzare i materiali e le apparecchiature dismesse dai parchi eolici. E l'industria eolica vuole lavorare con loro per costruire capacità nella circolarità delle pale delle turbine eoliche, anche attraverso lo sviluppo di nuovi design e materiali strutturali più facilmente riciclabili.



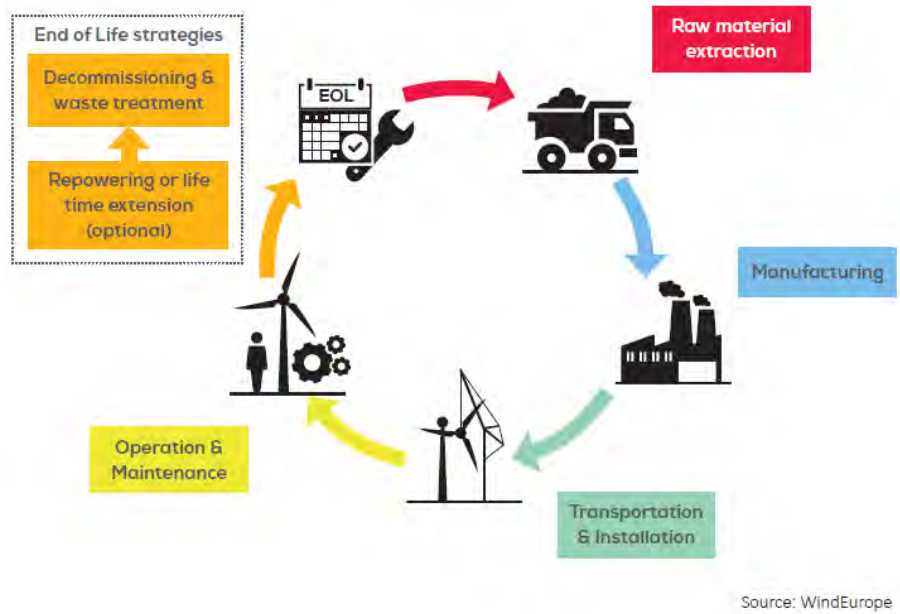


Figura 4-26: Il ciclo di vita di una turbina eolica

Oggi la legislazione sul trattamento dei rifiuti compositi o delle lame è limitata sia a livello dell'UE che a livello nazionale.

La Direttiva quadro europea sui rifiuti (2008/98/CE) definisce i concetti di base relativi alla gestione dei rifiuti. Sottolinea la necessità di un maggiore riciclaggio e mette in evidenza la ridotta disponibilità di discariche. Stabilisce inoltre la gerarchia dei rifiuti mostrata nella seguente.

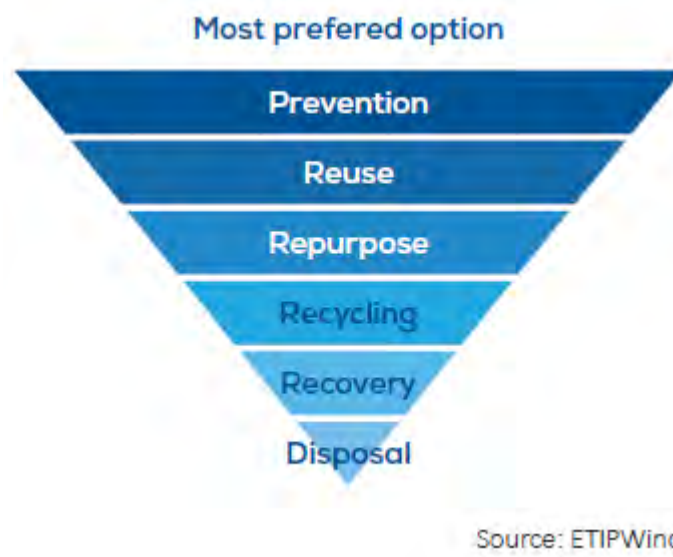


Figura 4-27: La gerarchia dei rifiuti

L'industria eolica è impegnata nella gestione sostenibile dei rifiuti in linea con la gerarchia dei rifiuti. Il primo passo è la **prevenzione** dello spreco delle lame attraverso sforzi di riduzione e sostituzione nella progettazione.

La lama deve essere utilizzata e **riutilizzata** il più a lungo possibile prima che sia necessario il trattamento dei rifiuti. La manutenzione e la riparazione di routine sono necessarie per raggiungere la durata di progetto di una lama.

Il **riutilizzo** è il passo successivo nella gerarchia dei rifiuti. Ciò significa riutilizzare una parte esistente della lama per un'applicazione diversa. Ad esempio: Riutilizzo delle lame per parchi giochi o arredo urbano

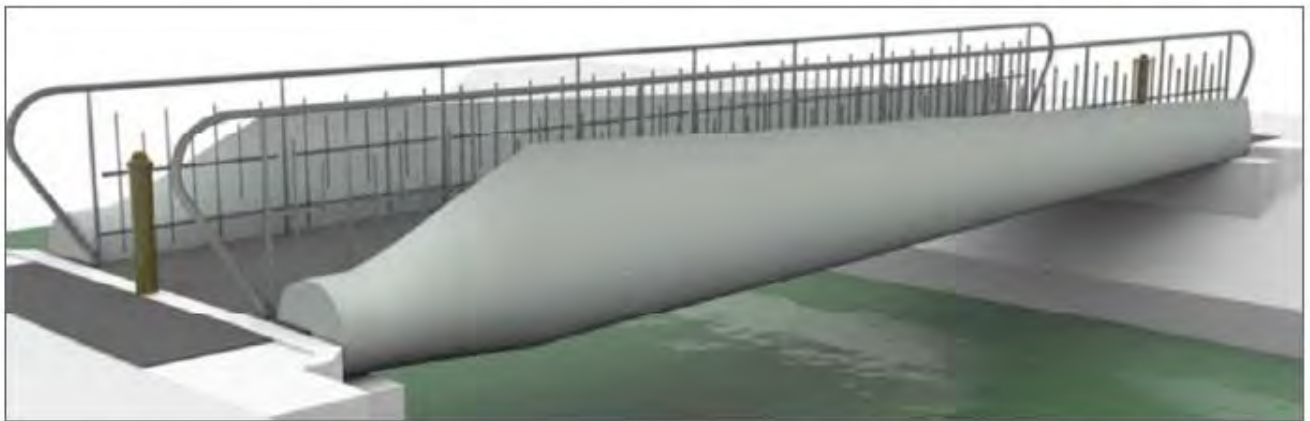


Figura 4-28: Esempio di riutilizzo: Un progetto concettuale di ponte pedonale che utilizza pale eoliche come travi principali - progetto di ricerca Re-Wind



Figura 4-29: Esempio di riutilizzo: Installazione Deposito biciclette ad Aalborg, Danimarca

Tuttavia, ad oggi, gli esempi riproposti rappresentano progetti dimostrativi che difficilmente rappresenteranno una soluzione su larga scala per i futuri volumi previsti.

Laddove non sia possibile il riutilizzo, **riciclaggio e recupero** sono le successive opzioni. Riciclare significa che la lama diventa un nuovo prodotto o materiale con lo stesso o diverso uso funzionale. Il riciclaggio richiede energia e altre risorse per convertire i rifiuti della lama in qualcos'altro.



Modern urban furniture, DesignAustria



Bathroom furniture, Novellini

Source: FiberUse (H2020-CIRC-01-2016-2017, GA n° 730323)

Figura 4-30: Esempio di riciclo: prodotti basati su composti di lame riciclati (progetti dimostrativi)

Modalità di trattamento e riciclaggio

Oggi, le tecnologie possibili per il riciclaggio dei materiali composti sono le seguenti:

- co-processing del cemento;
- processi di macinazione meccanica e termica (pirolisi, letto fluido);
- processi termici e termochimici (solvolisi);
- processi elettromeccanici (frammentazione dell'impulso ad alta tensione).

Queste tecnologie alternative sono disponibili a diversi livelli di maturità e non tutte sono disponibili su scala industriale, con diversi livelli di prontezza tecnologica (TRL). I metodi di lavorazione variano anche nei loro effetti sulla qualità della fibra (proprietà di lunghezza, resistenza, rigidità), influenzando così il modo in cui le fibre riciclate possono essere applicate.

L'industria eolica è coinvolta in numerosi progetti di ricerca e sviluppo e sta spingendo per lo sviluppo e l'industrializzazione di tecnologie alternative per fornire a tutti i settori che utilizzano compositi soluzioni aggiuntive per il fine vita.

Attualmente la tecnologia principale per il riciclaggio dei rifiuti compositi è il co-processing del cemento, noto anche come percorso del forno per il cemento.

Nel **co-processing del cemento**, la fibra di vetro viene riciclata come componente degli impasti cementizi (clinker di cemento). La matrice polimerica viene bruciata come combustibile per il processo (chiamato anche combustibile derivato dai rifiuti), che riduce l'impronta di carbonio della produzione di cemento. La co-elaborazione del cemento offre un ro

Il co-processing ha anche una semplice filiera. Le pale delle turbine eoliche possono essere scomposte vicino al luogo di smontaggio facilitando così il trasporto all'impianto di lavorazione. Sebbene sia molto promettente in termini di rapporto costo-efficacia ed efficacia, in questo processo la forma della fibra del vetro scompare e quindi non può essere utilizzata in altre applicazioni di compositi.

La **Mechanical grinding** (macinazione meccanica) è una tecnologia comunemente usata per la sua efficacia, il basso costo e il basso fabbisogno energetico. Tuttavia, diminuisce drasticamente il valore dei materiali riciclati. Il materiale è estremamente limitato nelle applicazioni dei compositi termoindurenti (meno del 10%). Per il riutilizzo delle fibre come rinforzo nelle applicazioni termoplastiche, la variazione nella composizione e la potenziale contaminazione con le particelle di resina ha un impatto negativo sulla velocità di produzione della resina termoplastica rinforzata e sulla qualità della resina termoplastica.

La **Pirolisi** è un processo di riciclo termico che permette il recupero della fibra sotto forma di cenere e della matrice polimerica sotto forma di prodotti idrocarburici. La pirolisi richiede investimenti e costi di gestione elevati. Attualmente non è implementato su larga scala poiché i volumi di compositi rinforzati con fibra di carbonio sono bassi.

High voltage pulse fragmentation è un processo elettromeccanico che separa efficacemente le matrici dalle fibre con l'uso dell'elettricità. Rispetto alla macinazione meccanica, la qualità delle fibre ottenute è superiore; le fibre sono più lunghe e più pulite.

La **Solvólisi** è un trattamento chimico in cui vengono utilizzati solventi (acqua, alcol e/o acido) per rompere i legami della matrice a una temperatura e pressione specifiche. La solvolisi offre molte



possibilità grazie a un'ampia gamma di opzioni di solvente, temperatura e pressione. Rispetto alle tecnologie termiche, la solvolisi richiede temperature più basse per degradare le resine, con conseguente minore degradazione delle fibre. Ad oggi, solo le fibre di carbonio vengono riciclate tramite solvolisi.

Fluidises Bed questo processo può trattare materiale misto (es. superfici verniciate o anime in schiuma), e quindi potrebbe essere particolarmente adatto per i rifiuti a fine vita

Quanto descritto evidenzia che mentre esistono varie tecnologie per riciclare la fibra di vetro e la fibra di carbonio dalle turbine eoliche lame, queste soluzioni devono ancora essere ampiamente disponibili su scala industriale ed essere competitivi in termini di costi. In molti casi, il materiale riciclato non può competere con il prezzo di materie vergini.

L'industria eolica sta spingendo per lo sviluppo e l'industrializzazione di tecnologie alternative per fornire a tutti i settori che utilizzano i compositi soluzioni aggiuntive per i prodotti a fine vita. In quanto tale, l'industria eolica è coinvolta in molti progetti di ricerca e sviluppo.

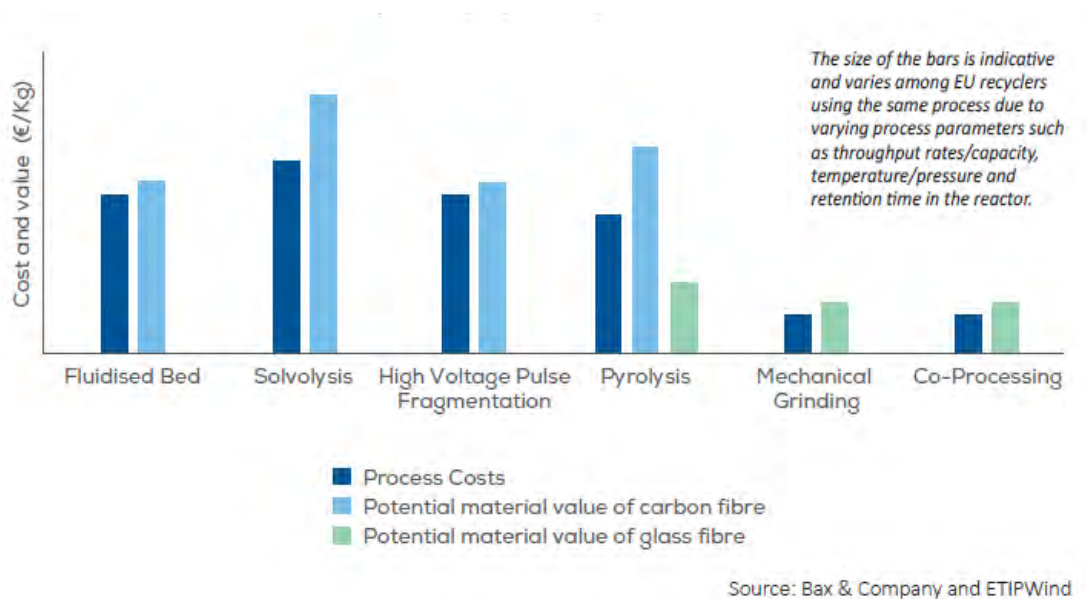


Figura 31: Costi e valori relativi stimati delle tecnologie di riciclo dei compositi

L'impianto in oggetto ha un periodo stimato di vita pari a 25 anni, si ipotizza che, a tale data, le tecnologie disponibili su scala industriale potranno essere più performanti, diverse e più competitive.

Il proponente, nella procedura di dismissione dell'impianto valuterà quale tecnologia sarà la più idonea, al fine di garantire ai materiali utilizzati un corretto ciclo di vita, dando risalto ad una economia circolare che riesca a ridurre l'impatto ambientale sul pianeta.

4.2.9.1. Le emissioni delle fonti elettriche sul ciclo di vita

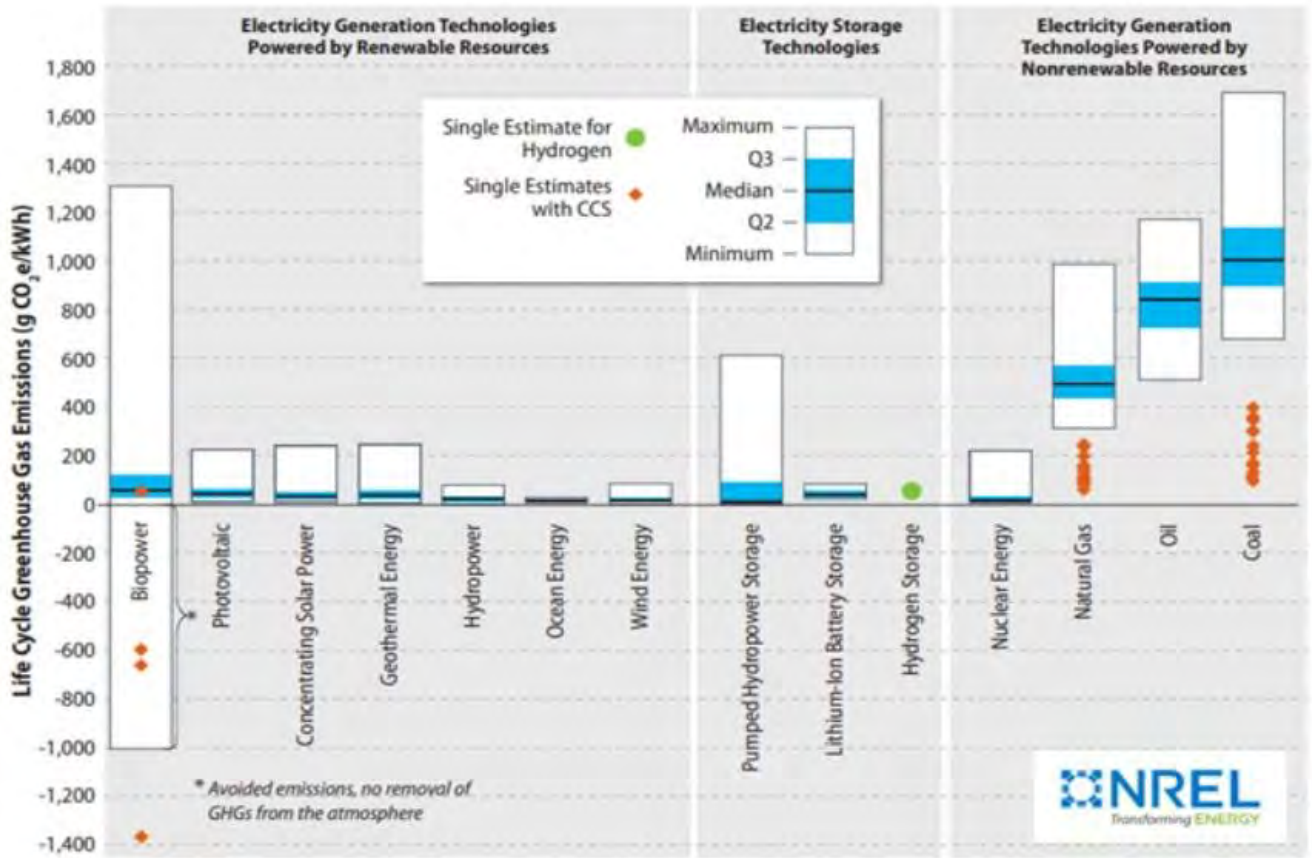
Recenti e numerosi studi sul *ciclo di vita* e sul *bilancio energetico* delle principali fonti di energia, hanno dimostrato che le fonti rinnovabili generano molta più energia di quella impiegata per produrre e trasportare i componenti di queste tecnologie e il loro impatto climatico durante l'intero ciclo di vita è ampiamente inferiore a quello delle fonti fossili.

Per illustrare queste evidenze, prendiamo le mosse da una delle ultime analisi in materia, pubblicata l'anno scorso da una fonte qualificata come il National Renewable Energy Laboratory (**NREL**), uno dei laboratori nazionali del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti.

In questo studio, il NREL ha armonizzato le tante valutazioni del ciclo di vita (LCA) sulle tecnologie di generazione dell'energia elettrica. Scopo dell'analisi è stato quello di ridurre la variabilità e chiarire le tendenze sulle stime dei loro impatti ambientali.

"Le emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle tecnologie di generazione rinnovabili sono generalmente inferiori a quelle delle tecnologie basate sui combustibili fossili", ha concluso il NREL.

L'eolico ha un impatto circa 77 volte inferiore al carbone, 65 volte minore del petrolio e 37 volte più basso del gas naturale, in base ai livelli mediani di grammi di CO₂ equivalente emessi per kWh prodotto, come si può vedere nel grafico e nella tabella seguenti.



	Generation Technology	One-Time Upstream	Ongoing Combustion	Ongoing Non Combustion	One-Time Downstream	Total Life Cycle	Sources
Renewable	Biomass	NR	—	NR	NR	52	EPRI 2013 Renewable Electricity Futures Study 2012
	Photovoltaic ^a	~28	—	~10	~5	43	Kim et al. 2012 Hsu et al. 2012 NREL 2012
	Concentrating Solar Power ^b	20	—	10	0.53	28	Burkhardt et al. 2012
	Geothermal	15	—	6.9	0.12	37	Eberle et al. 2017
	Hydropower	6.2	—	1.9	0.004	21	DOE 2016
	Ocean	NR	—	NR	NR	8	IPCC 2011
Storage	Wind ^c	12	—	0.74	0.34	13	DOE 2015
	Pumped-storage hydropower	3.0	—	1.8	0.07	7.4	DOE 2016
	Lithium-ion battery	32	—	NR	3.4	33	Nicholson et al. 2021
Nonrenewable	Hydrogen fuel cell	27	—	2.5	1.9	38	Khan et al. 2005
	Nuclear ^e	2.0	—	12	0.7	13	Warner and Heath 2012
	Natural gas	0.8	389	71	0.02	486	O'Donoghue et al. 2013
	Oil	NR	NR	NR	NR	840	IPCC 2011
	Coal	<5	1010	10	<5	1001	Whitaker et al. 2012

Figura 32: Livelli medi di grammi di CO2 equivalente emessi per kWh prodotto

Dai valori in tabella si evince che neanche con la tecnologia di cattura e sequestro del carbonio (CCS) applicata alle fonti fossili, gas e carbone riescono a ridurre il loro impatto ai livelli delle rinnovabili.

Nell'analisi dell'intero ciclo di vita, il NREL sottolinea che per le fonti fossili è la combustione durante il funzionamento dell'impianto a emettere la maggior parte dei gas serra, mentre per le tecnologie nucleari e rinnovabili, la maggior parte delle emissioni di gas serra avviene a monte, nella fase di estrazione e produzione dell'asset generativo.

4.2.9.2. EROI, l'Energy Return On Investment

Da quanto osservato nelle immagini precedenti, si può affermare che le tecnologie rinnovabili emettano meno CO2 delle fonti fossili, e che quindi nell'intero ciclo di vita rappresenta un'indicazione indiretta che le rinnovabili hanno un bilancio energetico più favorevole rispetto a gas, carbone e petrolio.

Se le rinnovabili emettono meno CO₂, si suppone che richiedano anche meno energia per funzionare nel ciclo di vita, cosa che le pone in una posizione più vantaggiosa rispetto alle fossili anche in termini del rapporto fra energia consumata ed energia prodotta.

Un recente studio, pubblicato di recente **sulla rivista scientifica "Sustainability" e intitolato "Energy Return on Investment of Major Energy Carriers: Review and Harmonization"**, si focalizza **sull'energia netta**, cioè l'energia che rimane dopo aver contabilizzato il "costo" energetico dell'estrazione e della lavorazione, l'energia "utile" che ci rimane per sostenere la società moderna.

La metrica usata è il **rendimento energetico dell'investimento o "energy return on investment" (EROI)**, diffusasi negli ultimi anni per valutare la redditività dei processi di estrazione dell'energia.

Un EROI maggiore di 1 indica che una fonte fornisce alla società più energia di quella utilizzata nel processo di estrazione. Dallo studio risulta che tutte le fonti hanno un EROI maggiore di 1 (e ci mancherebbe altro, perché dovrebbe essere chiaro che nessuno investirebbe in una tecnologia energetica che produce meno di quanto ci è voluto a realizzarla).

Un valore di EROI pari a 1 fornisce lo 0% di energia netta, mentre un EROI di 2 fornisce già il 50% di energia netta, e così via, in maniera non lineare. Una tecnologia che estrae energia con un valore di EROI pari a 10 fornirà il 90% della sua energia come energia netta alla società. Lo studio ha quindi preso un valore 10 come soglia di riferimento, **indicando che ogni ulteriore aumento dell'EROI produrrà solo miglioramenti relativamente marginali nella quantità di energia netta.**

L'articolo evidenzia che la maggior parte dei combustibili termici, compresi i biocarburanti, il petrolio e il gas naturale, hanno EROI ben inferiori a 10 dopo aver considerato l'intera catena di produzione fino al punto di utilizzo, come mostra l'immagine seguente.

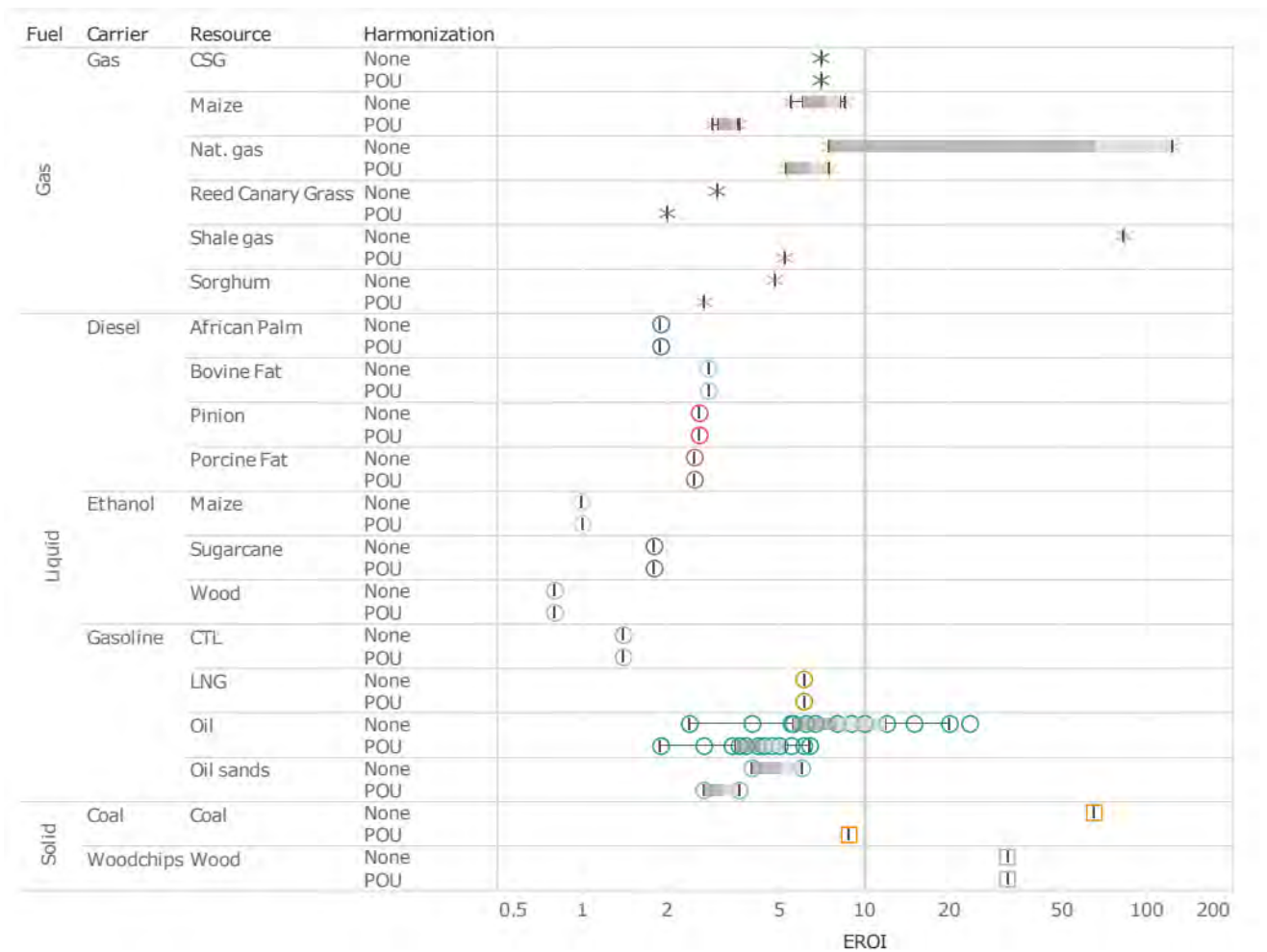


Figura 33: EROI dei Combustibili termici

Mentre, gli **EROI della produzione di energia elettrica da fonte eolica, idroelettrica e fotovoltaica sono tutti pari o superiori a 10**, espressi in termini di "energia primaria equivalente", come si può vedere nell'illustrazione, dove "BEECS" sta per bioenergie con cattura e stoccaggio della CO₂.

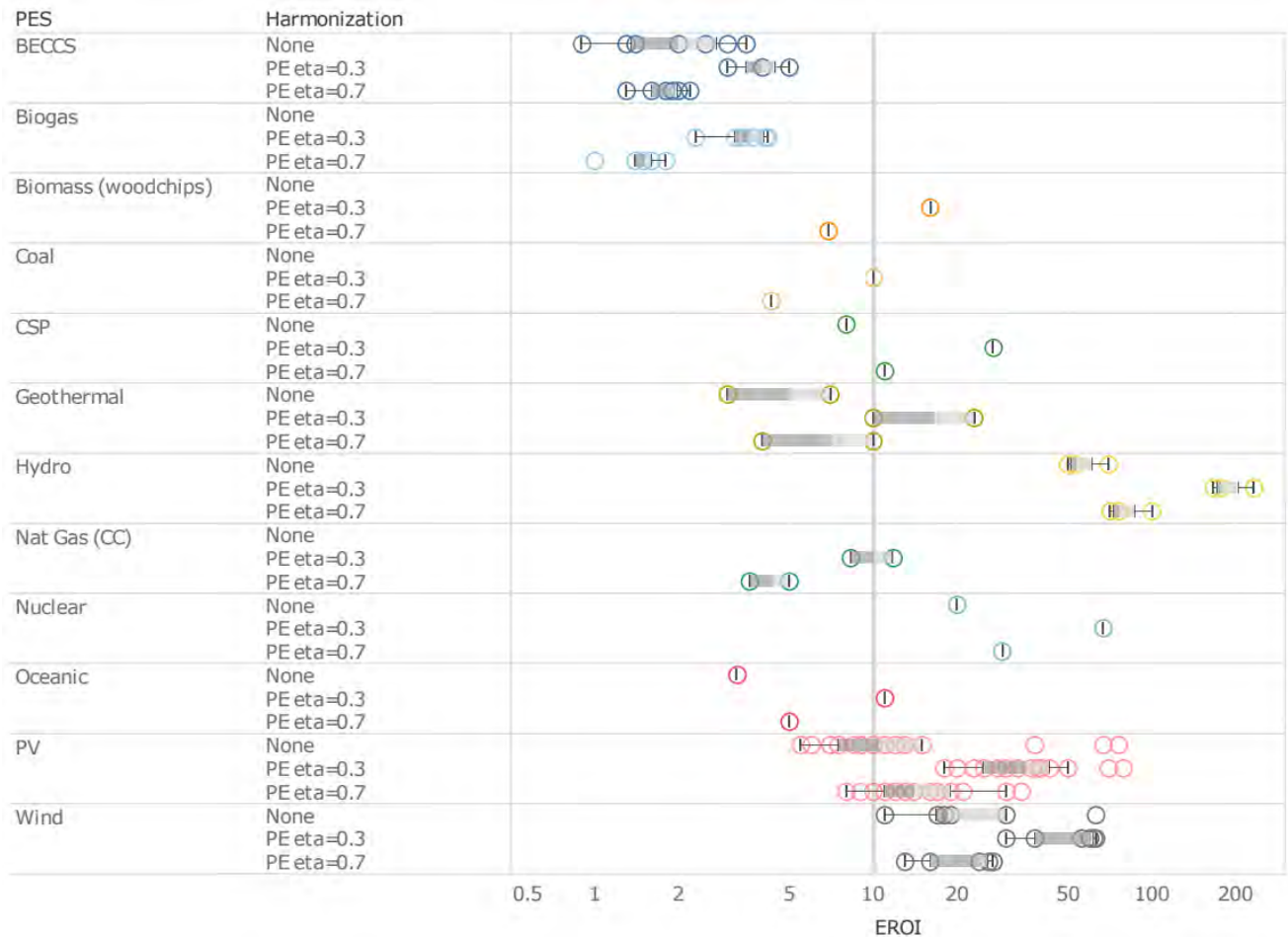


Figura 34: EROI delle Rinnovabili

Quanto esposto, ha evidenziato **gli indubbi vantaggi ambientali e le rilevanti ricadute socio-economiche derivanti dal ciclo di vita del parco eolico**, rispetto ad un impianto equivalente che non utilizzi fonti rinnovabili per la produzione di energia.

4.3. Sostenibilità economico-finanziaria

Il rendimento di un impianto eolico si ottiene dai ricavi dovuti alla vendita dell'energia elettrica per mezzo di sistemi incentivanti, mentre i costi, oltre quelli di impianto, sono legati alla manutenzione, al personale, all'affitto e/o acquisto dei suoli, oltre che al pagamento degli eventuali interessi sui finanziamenti e prestiti bancari.

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 111,60 MW (17 aerogeneratori di potenza pari a 6,0 e 6,6 MW) con una producibilità annua netta dell'impianto stimata in **248,68 GWh/anno**, corrispondente a *2.228 ore equivalenti* (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello PR12 Studio Anemologico allegato).

Il costo dell'impianto (per 17 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 132.244.837,12, comprensivo di tutti gli oneri, spese generali, IVA, ecc (per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo e quadro economico).

Il ricavo monetario è stato ottenuto considerando una stima della tariffa omnicomprensiva, con una opportuna riduzione stimata per il ribasso d'asta (tariffa unica di circa 70 €/MWh per 20 anni) o comunque qualsiasi altra forma di remunerazione dell'energia che sarà vigente nel periodo dell'entrata in esercizio. Al momento non si conoscono i costi della remunerazione della vendita dell'energia che potranno verificarsi in corrispondenza dell'entrata in esercizio dell'impianto; in questo momento storico i ricavi sono ben superiori ai 70 €/MWh, che vengono considerati a vantaggio di sicurezza. Dal 21° anno in poi è stata considerata una tariffa pari a 45 €/MWh.

Accanto ai costi d'impianto sono state considerate anche delle spese di gestione e manutenzione, assicurazione, locazione dei suoli, IMU, costi amministrativi e del personale.

Dai ricavi annui sono state sottratte le aliquote da destinare alle tasse (stimate in una media del 30%), oltre che ovviamente i costi di impianto.

Oltre ai benefici economici che indubbiamente determinano una iniziativa del genere, si dovrebbero identificare ed aggiungere anche i "benefici ambientali" che, tuttavia, risultano difficilmente monetizzabili o comunque traducibili in una unità di misura confrontabile con le spese economiche da sostenere.

In questa sede, pertanto, si possono ipotizzare e prevedere una serie di benefici ambientali, traducibili teoricamente (ma non praticamente) in ricavi monetari, quindi non utilizzabili nell'analisi economica.

Tuttavia, la realizzazione di qualsiasi intervento, anche se complessivamente positivo dal punto di vista degli effetti ambientali, potrebbe comunque determinare delle interferenze negative su alcune componenti ambientali, traducibili, al contrario, in perdite monetarie (cioè in ulteriori spese da sostenere), anche queste però di difficile determinazione.



Ipotizzando di assegnare un ricavo monetario a tali elementi, vista l'importanza e il peso delle singole voci positive conseguenti ad alla realizzazione di un parco eolico, si può concludere che la realizzazione **dell'intervento comporterebbe** la prevalenza di benefici ambientali positivi che si tradurrebbero sicuramente in un eccesso di ricavi rispetto alle spese sostenute.

Per la stima dei ricavi economici, sono stati impiegati i dati di produzione netti ricavati nello studio anemologico, di seguito riportati.

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 69,0 - 6,6 MW	17	111,60	248.680	2.228

Nel seguito si riportano i risultati della stima della analisi di sostenibilità finanziaria.

Nota il costo totale dell'investimento, è stato ipotizzato un apporto di capitale pari al 20% dell'intero investimento, mentre la restante parte da reperire per mezzo di copertura del finanziamento, come indicato nella tabella seguente.

DATI	
VOCI DI COSTO	IMPORTI
COSTO IMPIANTO DA CME	€ 132.244.837,12
Equity (20%)	€ 26.448.967,42
Debito bancario (80%)	€ 105.795.869,70

Nel seguito è riportato il relativo Piano di ammortamento del debito.

Dati input				
Importo da finanziare	€ 105.795.869,70			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 105.795.869,70
1	€ 10.628.473,70	€ 7.454.597,61	€ 3.173.876,09	€ 98.341.272,08
2	€ 10.628.473,70	€ 7.678.235,54	€ 2.950.238,16	€ 90.663.036,54
3	€ 10.628.473,70	€ 7.908.582,61	€ 2.719.891,10	€ 82.754.453,93
4	€ 10.628.473,70	€ 8.145.840,09	€ 2.482.633,62	€ 74.608.613,85
5	€ 10.628.473,70	€ 8.390.215,29	€ 2.238.258,42	€ 66.218.398,56
6	€ 10.628.473,70	€ 8.641.921,75	€ 1.986.551,96	€ 57.576.476,81
7	€ 10.628.473,70	€ 8.901.179,40	€ 1.727.294,30	€ 48.675.297,41
8	€ 10.628.473,70	€ 9.168.214,78	€ 1.460.258,92	€ 39.507.082,63
9	€ 10.628.473,70	€ 9.443.261,23	€ 1.185.212,48	€ 30.063.821,41
10	€ 10.628.473,70	€ 9.726.559,06	€ 901.914,64	€ 20.337.262,34
11	€ 10.628.473,70	€ 10.018.355,83	€ 610.117,87	€ 10.318.906,51
12	€ 10.628.473,70	€ 10.318.906,51	€ 309.567,20	€ 0,00

Per quanto riguarda i costi di gestione, sono stati determinati sulla base di una percentuale del costo di investimento, per quanto riguarda la manutenzione ordinaria (2% in termini di canone annuo), manutenzione straordinaria (1,5% come aliquote una tantum al 10° e 15° anno) e assicurazione (2% in termini di canone annuo).

Per quanto riguarda, invece, l'IMU è stato stimato in € 5.000/anno per turbina mentre il diritto di superficie in € 20.000/anno per turbina.

Infine, per le spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc.), è stato stimato un importo a corpo di € 750.000/anno.

Nella tabella seguente è riportato il riepilogo dei costi di gestione.

VOCE DI COSTO	COSTO ANNUO
Manutenzione ordinaria	€ 2.644.896,74
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 1.983.672,56
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 1.983.672,56
Assicurazione	€ 2.644.896,74
IMU + diritto di superficie	€ 425.000,00
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc)	€ 750.000,00

Noti gli importi di costi e ricavi è stato ricavato il piano economico finanziario, con orizzonte temporale di 30 anni, come di seguito riportato.

Dalla analisi dei risultati ottenuti si evince la convenienza economica dell'investimento.

Infatti, la definizione dei costi di investimento, dei costi operativi, delle entrate e delle fonti di finanziamento consente di valutare la redditività finanziaria del progetto, misurata in termini di valore attuale netto (VAN) e tasso di rendimento - **TIR dell'investimento (tasso di sconto al 4%)**, i cui valori ottenuti sono:

VAN € 69.401.301,42;

TIR 10,48%.

Di seguito si riporta il Piano Economico Finanziario, con orizzonte temporale pari a 30 anni.

CONTO ECONOMICO	1	2	3	4	5
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 17.407.600,00	€ 17.668.714,00	€ 17.933.744,71	€ 18.202.750,88	€ 18.475.792,14
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 17.407.600,00	€ 17.668.714,00	€ 17.933.744,71	€ 18.202.750,88	€ 18.475.792,14
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 2.644.896,74	€ 2.684.570,19	€ 2.724.838,75	€ 2.765.711,33	€ 2.807.197,00
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 2.644.896,74	€ 2.684.570,19	€ 2.724.838,75	€ 2.765.711,33	€ 2.807.197,00
IMU + diritto di superficie	€ 425.000,00	€ 431.375,00	€ 437.845,63	€ 444.413,31	€ 451.079,51
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazi	€ 750.000,00	€ 761.250,00	€ 772.668,75	€ 784.258,78	€ 796.022,66
Equity (una tantum 1 anno)	€ 26.448.967,42	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 32.913.760,91	€ 6.561.765,39	€ 6.660.191,87	€ 6.760.094,75	€ 6.861.496,17
Canone mutuo (quota capitale)	€ 7.454.597,61	€ 7.678.235,54	€ 7.908.582,61	€ 8.145.840,09	€ 8.390.215,29
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 40.368.358,52	€ 14.240.000,93	€ 14.568.774,48	€ 14.905.934,83	€ 15.251.711,46
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 22.960.758,52	€ 3.428.713,07	€ 3.364.970,23	€ 3.296.816,05	€ 3.224.080,69
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 3.173.876,09	€ 2.950.238,16	€ 2.719.891,10	€ 2.482.633,62	€ 2.238.258,42
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 26.134.634,61	€ 478.474,91	€ 645.079,14	€ 814.182,43	€ 985.822,27
Imposte e tasse (30%)	-€ 7.840.390,38	€ 143.542,47	€ 193.523,74	€ 244.254,73	€ 295.746,68
TOTALE IMPOSTE	-€ 7.840.390,38	€ 143.542,47	€ 193.523,74	€ 244.254,73	€ 295.746,68
UTILE NETTO	-€ 18.294.244,23	€ 334.932,44	€ 451.555,40	€ 569.927,70	€ 690.075,59

CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 18.752.929,03	€ 19.034.222,96	€ 19.319.736,31	€ 19.609.532,35	€ 19.903.675,34
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 18.752.929,03	€ 19.034.222,96	€ 19.319.736,31	€ 19.609.532,35	€ 19.903.675,34
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 2.849.304,95	€ 2.892.044,53	€ 2.935.425,19	€ 2.979.456,57	€ 3.024.148,42
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 1.983.672,56
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 2.849.304,95	€ 2.892.044,53	€ 2.935.425,19	€ 2.979.456,57	€ 3.024.148,42
IMU + diritto di superficie	€ 457.845,70	€ 464.713,39	€ 471.684,09	€ 478.759,35	€ 485.940,74
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazi	€ 807.963,00	€ 820.082,45	€ 832.383,68	€ 844.869,44	€ 857.542,48
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 6.964.418,61	€ 7.068.884,89	€ 7.174.918,16	€ 7.282.541,93	€ 9.375.452,62
Canone mutuo (quota capitale)	€ 8.641.921,75	€ 8.901.179,40	€ 9.168.214,78	€ 9.443.261,23	€ 9.726.559,06
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 15.606.340,36	€ 15.970.064,29	€ 16.343.132,94	€ 16.725.803,16	€ 19.102.011,68
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 3.146.588,67	€ 3.064.158,67	€ 2.976.603,36	€ 2.883.729,19	€ 801.663,65
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 1.986.551,96	€ 1.727.294,30	€ 1.460.258,92	€ 1.185.212,48	€ 901.914,64
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 1.160.036,71	€ 1.336.864,37	€ 1.516.344,44	€ 1.698.516,71	-€ 100.250,99
Imposte e tasse (30%)	€ 348.011,01	€ 401.059,31	€ 454.903,33	€ 509.555,01	-€ 30.075,30
TOTALE IMPOSTE	€ 348.011,01	€ 401.059,31	€ 454.903,33	€ 509.555,01	-€ 30.075,30
UTILE NETTO	€ 812.025,70	€ 935.805,06	€ 1.061.441,11	€ 1.188.961,70	-€ 70.175,69

CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 20.202.230,47	€ 20.505.263,92	€ 20.812.842,88	€ 21.125.035,52	€ 21.441.911,06
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 20.202.230,47	€ 20.505.263,92	€ 20.812.842,88	€ 21.125.035,52	€ 21.441.911,06
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 3.069.510,65	€ 3.115.553,31	€ 3.162.286,61	€ 3.209.720,91	€ 3.257.866,72
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 1.983.672,56
Assicurazione	€ 3.069.510,65	€ 3.115.553,31	€ 3.162.286,61	€ 3.209.720,91	€ 3.257.866,72
IMU + diritto di superficie	€ 493.229,85	€ 500.628,30	€ 508.137,72	€ 515.759,79	€ 523.496,19
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazi	€ 870.405,62	€ 883.461,70	€ 896.713,63	€ 910.164,33	€ 923.816,80
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 7.502.656,76	€ 7.615.196,62	€ 7.729.424,57	€ 7.845.365,93	€ 9.946.718,98
Canone mutuo (quota capitale)	€ 10.018.355,83	€ 10.318.906,51	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 17.521.012,60	€ 17.934.103,12	€ 7.729.424,57	€ 7.845.365,93	€ 9.946.718,98
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 2.681.217,87	€ 2.571.160,80	€ 13.083.418,32	€ 13.279.669,59	€ 11.495.192,08
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 610.117,87	€ 309.567,20	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 2.071.100,00	€ 2.261.593,60	€ 13.083.418,32	€ 13.279.669,59	€ 11.495.192,08
Imposte e tasse (30%)	€ 621.330,00	€ 678.478,08	€ 3.925.025,49	€ 3.983.900,88	€ 3.448.557,62
TOTALE IMPOSTE	€ 621.330,00	€ 678.478,08	€ 3.925.025,49	€ 3.983.900,88	€ 3.448.557,62
UTILE NETTO	€ 1.449.770,00	€ 1.583.115,52	€ 9.158.392,82	€ 9.295.768,71	€ 8.046.634,45

CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 21.763.539,72	€ 22.089.992,82	€ 22.421.342,71	€ 22.757.662,85	€ 23.099.027,80
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 21.763.539,72	€ 22.089.992,82	€ 22.421.342,71	€ 22.757.662,85	€ 23.099.027,80
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 3.306.734,72	€ 3.356.335,74	€ 3.406.680,78	€ 3.457.780,99	€ 3.509.647,70
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 3.306.734,72	€ 3.356.335,74	€ 3.406.680,78	€ 3.457.780,99	€ 3.509.647,70
IMU + diritto di superficie	€ 531.348,63	€ 539.318,86	€ 547.408,64	€ 555.619,77	€ 563.954,07
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazi	€ 937.674,05	€ 951.739,16	€ 966.015,25	€ 980.505,48	€ 995.213,06
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 8.082.492,12	€ 8.203.729,50	€ 8.326.785,44	€ 8.451.687,22	€ 8.578.462,53
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 8.082.492,12	€ 8.203.729,50	€ 8.326.785,44	€ 8.451.687,22	€ 8.578.462,53
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 13.681.047,60	€ 13.886.263,32	€ 14.094.557,27	€ 14.305.975,63	€ 14.520.565,26
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 13.681.047,60	€ 13.886.263,32	€ 14.094.557,27	€ 14.305.975,63	€ 14.520.565,26
Imposte e tasse (30%)	€ 4.104.314,28	€ 4.165.879,00	€ 4.228.367,18	€ 4.291.792,69	€ 4.356.169,58
TOTALE IMPOSTE	€ 4.104.314,28	€ 4.165.879,00	€ 4.228.367,18	€ 4.291.792,69	€ 4.356.169,58
UTILE NETTO	€ 9.576.733,32	€ 9.720.384,32	€ 9.866.190,09	€ 10.014.182,94	€ 10.164.395,68

CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 11.190.600,00	€ 11.358.459,00	€ 11.528.835,89	€ 11.701.768,42	€ 11.877.294,95
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 23.445.513,21	€ 23.797.195,91	€ 24.154.153,85	€ 24.516.466,16	€ 24.884.213,15
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 3.562.292,42	€ 3.615.726,81	€ 3.669.962,71	€ 3.725.012,15	€ 3.780.887,33
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 3.562.292,42	€ 3.615.726,81	€ 3.669.962,71	€ 3.725.012,15	€ 3.780.887,33
IMU + diritto di superficie	€ 572.413,38	€ 580.999,58	€ 589.714,57	€ 598.560,29	€ 607.538,70
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazi	€ 1.010.141,25	€ 1.025.293,37	€ 1.040.672,77	€ 1.056.282,87	€ 1.072.127,11
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 8.707.139,47	€ 8.837.746,56	€ 8.970.312,76	€ 9.104.867,45	€ 9.241.440,47
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 8.707.139,47	€ 8.837.746,56	€ 8.970.312,76	€ 9.104.867,45	€ 9.241.440,47
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 14.738.373,74	€ 14.959.449,35	€ 15.183.841,09	€ 15.411.598,70	€ 15.642.772,68
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 14.738.373,74	€ 14.959.449,35	€ 15.183.841,09	€ 15.411.598,70	€ 15.642.772,68
Imposte e tasse (30%)	€ 4.421.512,12	€ 4.487.834,80	€ 4.555.152,33	€ 4.623.479,61	€ 4.692.831,81
TOTALE IMPOSTE	€ 4.421.512,12	€ 4.487.834,80	€ 4.555.152,33	€ 4.623.479,61	€ 4.692.831,81
UTILE NETTO	€ 10.316.861,62	€ 10.471.614,54	€ 10.628.688,76	€ 10.788.119,09	€ 10.949.940,88

CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 12.055.454,37	€ 12.236.286,19	€ 12.419.830,48	€ 12.606.127,94	€ 12.795.219,86
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 25.257.476,35	€ 25.636.338,49	€ 26.020.883,57	€ 26.411.196,82	€ 26.807.364,77
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 3.837.600,64	€ 3.895.164,65	€ 3.953.592,12	€ 4.012.896,00	€ 4.073.089,44
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 3.837.600,64	€ 3.895.164,65	€ 3.953.592,12	€ 4.012.896,00	€ 4.073.089,44
IMU + diritto di superficie	€ 616.651,78	€ 625.901,55	€ 635.290,08	€ 644.819,43	€ 654.491,72
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazi	€ 1.088.209,02	€ 1.104.532,15	€ 1.121.100,13	€ 1.137.916,64	€ 1.154.985,38
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 9.380.062,07	€ 9.520.763,00	€ 9.663.574,45	€ 9.808.528,06	€ 9.955.655,99
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 9.380.062,07	€ 9.520.763,00	€ 9.663.574,45	€ 9.808.528,06	€ 9.955.655,99
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 15.877.414,27	€ 16.115.575,49	€ 16.357.309,12	€ 16.602.668,76	€ 16.851.708,79
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 15.877.414,27	€ 16.115.575,49	€ 16.357.309,12	€ 16.602.668,76	€ 16.851.708,79
Imposte e tasse (30%)	€ 4.763.224,28	€ 4.834.672,65	€ 4.907.192,74	€ 4.980.800,63	€ 5.055.512,64
TOTALE IMPOSTE	€ 4.763.224,28	€ 4.834.672,65	€ 4.907.192,74	€ 4.980.800,63	€ 5.055.512,64
UTILE NETTO	€ 11.114.189,99	€ 11.280.902,84	€ 11.450.116,38	€ 11.621.868,13	€ 11.796.196,15

EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11.500.000,00	
1	-€ 22.960.758,52	-€ 26.134.634,61	-€ 18.294.244,23	-€ 18.294.244,23
2	€ 3.428.713,07	€ 478.474,91	€ 334.932,44	-€ 17.959.311,79
3	€ 3.364.970,23	€ 645.079,14	€ 451.555,40	€ 786.487,83
4	€ 3.296.816,05	€ 814.182,43	€ 569.927,70	€ 1.021.483,10
5	€ 3.224.080,69	€ 985.822,27	€ 690.075,59	€ 1.260.003,29
6	€ 3.146.588,67	€ 1.160.036,71	€ 812.025,70	€ 1.502.101,29
7	€ 3.064.158,67	€ 1.336.864,37	€ 935.805,06	€ 1.747.830,76
8	€ 2.976.603,36	€ 1.516.344,44	€ 1.061.441,11	€ 1.997.246,17
9	€ 2.883.729,19	€ 1.698.516,71	€ 1.188.961,70	€ 2.250.402,81
10	€ 801.663,65	-€ 100.250,99	-€ 70.175,69	€ 1.118.786,01
11	€ 2.681.217,87	€ 2.071.100,00	€ 1.449.770,00	€ 1.379.594,31
12	€ 2.571.160,80	€ 2.261.593,60	€ 1.583.115,52	€ 3.032.885,52
13	€ 13.083.418,32	€ 13.083.418,32	€ 9.158.392,82	€ 10.741.508,34
14	€ 13.279.669,59	€ 13.279.669,59	€ 9.295.768,71	€ 18.454.161,54
15	€ 11.495.192,08	€ 11.495.192,08	€ 8.046.634,45	€ 17.342.403,17
16	€ 13.681.047,60	€ 13.681.047,60	€ 9.576.733,32	€ 17.623.367,78
17	€ 13.886.263,32	€ 13.886.263,32	€ 9.720.384,32	€ 19.297.117,65
18	€ 14.094.557,27	€ 14.094.557,27	€ 9.866.190,09	€ 19.586.574,41
19	€ 14.305.975,63	€ 14.305.975,63	€ 10.014.182,94	€ 19.880.373,03
20	€ 14.520.565,26	€ 14.520.565,26	€ 10.164.395,68	€ 20.178.578,62
21	€ 14.738.373,74	€ 14.738.373,74	€ 10.316.861,62	€ 20.481.257,30
22	€ 14.959.449,35	€ 14.959.449,35	€ 10.471.614,54	€ 20.788.476,16
23	€ 15.183.841,09	€ 15.183.841,09	€ 10.628.688,76	€ 21.100.303,30
24	€ 15.411.598,70	€ 15.411.598,70	€ 10.788.119,09	€ 21.416.807,85
25	€ 15.642.772,68	€ 15.642.772,68	€ 10.949.940,88	€ 21.738.059,97
26	€ 15.877.414,27	€ 15.877.414,27	€ 11.114.189,99	€ 22.064.130,87
27	€ 16.115.575,49	€ 16.115.575,49	€ 11.280.902,84	€ 22.395.092,83
28	€ 16.357.309,12	€ 16.357.309,12	€ 11.450.116,38	€ 22.731.019,23
29	€ 16.602.668,76	€ 16.602.668,76	€ 11.621.868,13	€ 23.071.984,51
30	€ 16.851.708,79	€ 16.851.708,79	€ 11.796.196,15	€ 23.418.064,28
	€ 274.566.344,79	€ 252.820.530,04	€ 176.974.371,03	

4.4. INTERAZIONE OPERA AMBIENTE

Definite le singole componenti ambientali, per ognuna di esse, sono stati individuati gli elementi fondamentali per la caratterizzazione, articolati secondo il seguente ordine:

- **stato di fatto**: nel quale viene effettuata una descrizione della situazione della componente prima della realizzazione dell'intervento (Scenario di Base);
- **impatti potenziali**: in cui vengono individuati i principali punti di attenzione per valutare la significatività degli impatti in ragione della probabilità che possano verificarsi;
- **misure di mitigazione, compensazione e ripristino**: in cui vengono individuate e descritte le misure poste in atto per ridurre gli impatti o, laddove non è possibile intervenire in tal senso, degli interventi di compensazione di impatto.

Per quanto attiene l'analisi degli impatti, la L.R. n° 47/98 prevede che il Quadro di Riferimento Ambientale contenga:

1. *l'analisi della qualità ambientale con riferimento alle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante del progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, alla fauna e alla flora, al suolo, al sottosuolo, all'acqua, all'aria, ai fattori climatici, ai beni materiali, compreso il patrimonio architettonico, archeologico, al paesaggio, all'interazione tra questi fattori;*
2. *la descrizione dei probabili effetti rilevanti, positivi o negativi, del progetto proposto sull'ambiente dovuti:*
 - *all'esistenza del progetto;*
 - *all'utilizzazione delle risorse naturali;*
 - *alle emissioni di inquinanti, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;*
3. *l'indicazione dei metodi di previsione utilizzati per valutare gli effetti sull'ambiente;*
4. *la descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare rilevanti effetti negativi del progetto sull'ambiente.*

La valutazione degli impatti è stata, quindi, effettuata nelle tre distinte fasi, tecnicamente e temporalmente differenti tra loro, che caratterizzano l'intervento:



- ✓ fase di cantiere, corrispondente alla costruzione dell'impianto fino al suo collaudo;
- ✓ fase di esercizio, relativa alla produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- ✓ fase di dismissione, anch'essa dipendente dalle dimensioni dell'impianto, necessaria allo smontaggio delle torri ed al ripristino dello stato iniziale dei luoghi.

Infine, una volta effettuata l'analisi degli impatti in fase di cantiere, sono state individuate le misure di mitigazione e/o compensazione in maniera da:

- inserire in maniera armonica l'impianto nell'ambiente;
- minimizzare l'effetto dell'impatto visivo;
- minimizzare gli effetti sull'ambiente durante la fase di cantiere;
- "restaurare" sotto il profilo ambientale l'area del sito.

Nei paragrafi che seguono gli elementi sopra richiamati verranno analizzati nel dettaglio, anche con l'ausilio degli elaborati grafici allegati alla presente relazione.

4.4.1. Popolazione e salute umana

Durante la realizzazione dell'opera in oggetto, nella **fase di cantiere**, i potenziali impatti, in termini generici, sono generati dalla produzione di polveri da movimentazione del terreno e da gas di scarico, nonché al rumore prodotto dall'uso di macchinari.

Le cause della presumibile modifica del microclima, che influisce sulla salute umana, sono quelle rivenienti da:

- aumento di temperatura provocato dai gas di scarico dei veicoli in transito, atteso il lieve aumento del traffico veicolare che l'intervento in progetto comporta solo in fase di esecuzione dei lavori (impatto indiretto). Tale aumento è sentito maggiormente nei periodi di calma dei venti;
- danneggiamento della vegetazione posizionata a ridosso dei lati della viabilità di accesso alle aree di intervento a causa dei gas di scarico e delle polveri;
- immissione di polveri dovute al trasporto e movimentazione di materiali tramite gli automezzi di cantiere e l'uso dei macchinari.

La produzione di inquinamento atmosferico, in particolare polveri, durante la fase di cantiere potrà essere prodotta quindi a seguito di:

- polverizzazione ed abrasione delle superfici causate da mezzi in movimento;
- **trascinamento delle particelle di polvere dovute all'azione del vento, quando si accumula materiale incoerente;**
- azione meccanica su materiali incoerenti e scavi per le opere di fondazione e sostegno dei moduli;
- trasporto involontario di traffico del fango attaccato alle ruote degli autocarri che, una volta seccato, può causare disturbi.

L'inquinamento dovuto al **traffico veicolare** sarà quello tipico degli **inquinanti a breve raggio**, poiché la velocità degli autoveicoli all'interno dell'area è limitata e quindi l'emissione rimane anch'essa circoscritta sostanzialmente all'area in esame o in un breve intorno di essa a seconda delle condizioni meteo.

Gli impatti sulla componente aria dovuti al traffico veicolare riguardano le seguenti emissioni: NO_x (ossidi di azoto), PM, COVNM (composti organici volatili non metanici), CO, SO₂. Tali sostanze, seppur nocive, saranno emesse in quantità e per un tempo tale da non compromettere in maniera significativa la qualità dell'aria.

Inoltre **le strade che verranno percorse dai mezzi in fase di cantiere, sono per la quasi totalità asfaltate**, come si evince dalle immagini seguenti, pertanto **l'impatto provocato dal sollevamento polveri potrà considerarsi sicuramente trascurabile**, se non nullo.

Il sito è raggiungibile dalla strada statale SS7, **che rappresenta un'importante arteria di collegamento** tra la Puglia e la Basilicata.

Si percorre la SS 7, fino allo svincolo per Laterza, dove ci innesta sulla SP19, per immettersi poco dopo sulla SP17 che costeggia sul lato est l'intero parco eolico in oggetto, e dalla quale, attraverso la viabilità vicinale esistente si raggiungeranno i lotti interessati dalle turbine.

Le maestranze e i materiali delle opere civili (cls, pietrame, ecc.), oltre alla viabilità indicata, potranno giungere anche da altra viabilità secondaria (strade provinciali e comunali, comunque asfaltate) da siti **più prossimi all'area di impianto.**

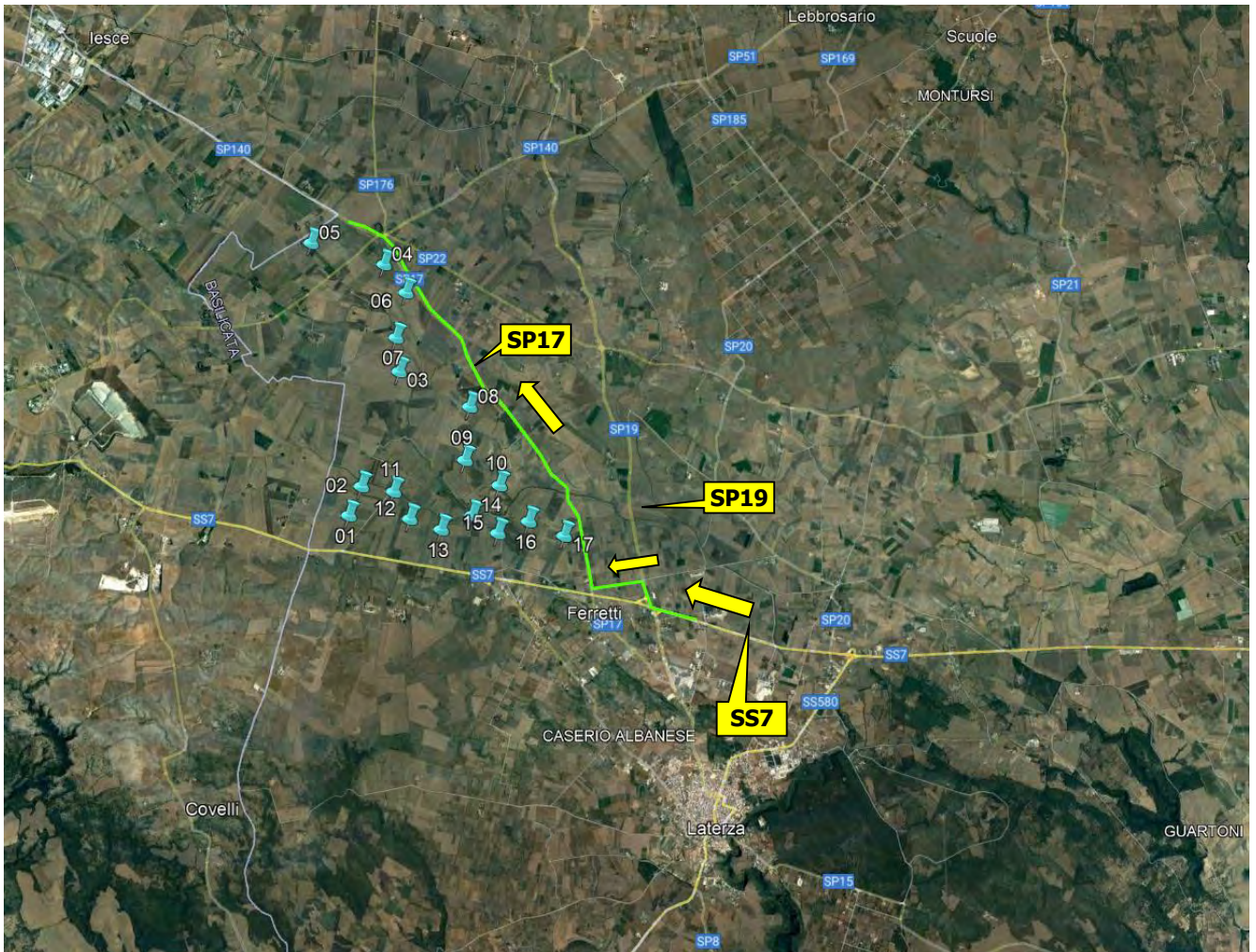


Figura 4-35: Viabilità principale di accesso al sito



Figura 4-36: SS7 (uscita Laterza)



Figura 4-37: SP19 verso diramazione su SP17



Figura 4-38: SP17 che costeggia il parco

Riepilogando, in ragione della trascurabile quantità di mezzi d'opera che si limiteranno per lo più al trasporto del materiale all'interno dell'area, non si ritiene significativa l'emissione incrementale di gas inquinanti derivante dalla combustione interna dei motori dei mezzi d'opera.

Come già anticipato, le attività di cantiere implicano mezzi in entrata ed in uscita dal cantiere.

Questi mezzi produrranno inevitabilmente un aumento di traffico nelle viabilità interessate ed un aumento di emissioni di inquinanti in atmosfera, con conseguenti impatti sulla salute umana.

Di seguito si rappresentano i valori di emissioni per la tipologia di mezzi utilizzati.

SETTORE	CLASSIFICAZIONE		TIPO LEGISLATIVO VEICOLO						PERIODO		
Veicoli pesanti > 3.5 t - merci	Autoarticolati >34-40t		Euro VI - Reg EC 595/2009						da 01/01/2014		
Consumo specifico	SO ₂	NO _x	COV	CH ₄	CO	CO ₂	N ₂ O	NH ₃	PM2.5	PM10	PTS
g/km	mg/km	mg/km	mg/km	mg/km	mg/km	g/km	mg/km	mg/km	mg/km	mg/km	mg/km
200	1,2	400	28	4,7	158	591	54	9,0	63	110	174

Figura 4-39: Fattori di emissione medi da veicoli pesanti nel 2019 per combustibile, peso a pieno carico e tipo legislativo - public review (Fonte: INEMAR ARPA LOMBARDIA)

Durante la **fase di esercizio**, sicuramente l'impianto, che risulta per propria definizione privo di emissioni aeriformi, non andrà ad interferire con la componente aria. Infatti, come già espresso, l'assenza di processi di combustione, e dei relativi incrementi di temperatura, determina la totale

manca di emissioni aeriformi, pertanto l'inserimento di un impianto eolico non influisce in alcun modo sul comparto atmosferico e sulle variabili microclimatiche dell'ambiente circostante.

L'impatto sulla qualità dell'aria, di conseguenza, può considerarsi **nullo**.

La produzione di energia mediante l'utilizzo della sola risorsa naturale rinnovabile quale la risorsa eolica può considerarsi invece, un **impatto positivo di rilevante entità e di lunga durata**, se visto come assenza di immissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera altrimenti prodotte da impianti di produzione di energia elettrica da fonti tradizionali di pari potenza.

Dati bibliografici e provenienti da casi reali dimostrano che **per produrre un chilowattora elettrico vengono infatti bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria in media 0,531 kg di anidride carbonica** (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che **ogni kWh prodotto dall'impianto eolico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica**, che riportato alla scala dimensionale dell'impianto in esame ci fornirebbe un dato davvero importante in termini di riduzione dell'emissione di CO₂ ogni anno.

Durante la fase di esercizio, **il cavidotto interrato** sotto strada esistente, non produce impatti sull'atmosfera, l'unica valutazione riguarda gli eventuali impatti da campi elettromagnetici sulla salute pubblica.

Nell'elaborato PR16 Relazione tecnica specialistica (alla quale si rimanda per maggiori approfondimenti), è stata calcolata, per i cavidotti interni al parco, una fascia di rispetto della isolinea a 3 µT dell'induzione magnetica (B) a partire dal baricentro dei vari cavidotti interrati, della distanza pari a 2,24 metri.

Il tracciato del cavidotto interessa una viabilità esistente, con scarsi livelli di traffico e sovrapponendo la fascia di rispetto al percorso della canalizzazione interrata da realizzarsi dal campo eolico alla sottostazione utente non sono stati individuati recettori sensibili all'interno della fascia stessa.

Fase di dismissione

Durante la dismissione dell'impianto le operazioni sono da considerarsi del tutto simili a quelle della realizzazione, per cui per la componente "popolazione e salute umana" il disturbo principale sarà provocato parimenti dall'innalzamento di polveri nell'aria. Conseguentemente, anche in questa fase, l'impatto prodotto può considerarsi di **entità lieve** e di **breve durata**.



4.4.2. Biodiversità

In **fase di cantiere**, la vegetazione presente nelle aree limitrofe alle turbine, sarà interessata dalla presenza di polveri, durante le fasi di movimentazione terra.

Nel paragrafo 4.4.5, **è stato valutato l'impatto che le polveri hanno sull'ambiente** circostante, durante le lavorazioni di realizzazione delle turbine e delle piazzole.

Sono state individuate planimetricamente le aree influenzate dalle polveri e la loro concentrazione, per il calcolo si rimanda al paragrafo su citato.

In relazione a quanto detto in precedenza, non vi saranno impatti significativi su tale componente **dal momento che, come si è visto, l'area risulta priva di vegetazione di rilievo.**

- **Il sito destinato all'installazione dell'impianto risulta servito e raggiungibile dalle** attuali infrastrutture viarie, nonché da fitta viabilità comunale ed interpodereale quindi non vi sarà modifica delle caratteristiche del suolo.
- La dispersione eolica di polveri e gas emesse dagli automezzi provocheranno un impatto temporaneo, limitato esclusivamente alla fase di cantiere, di entità trascurabile, specie se confrontato agli analoghi impatti derivanti dal corrente utilizzo di mezzi agricoli quali trattori, mietitrebbiatrici, automezzi per il carico di raccolti e materiali ecc.
- il progetto non determina interferenze con la produttività delle eccellenze agroalimentari locali, **infatti il prospettato cambio di destinazione d'uso di piccole porzioni di terreno agrario per la** realizzazione del parco eolico non avrà dirette conseguenze sulle essenze di pregio.

Si può concludere che **l'impatto sulla componente biodiversità è lieve e di breve durata.**

In relazione a quanto detto, non vi saranno impatti significativi su tale componente dal momento che:

- La dispersione eolica di polveri e gas emesse dagli automezzi provocheranno un impatto temporaneo, limitato esclusivamente alla fase di cantiere, di entità trascurabile, specie se confrontato agli analoghi impatti derivanti dal corrente utilizzo di mezzi agricoli quali trattori, mietitrebbiatrici, automezzi per il carico di raccolti e materiali ecc.
- il progetto non determina interferenze con la produttività delle eccellenze agroalimentari locali, (si rimanda alla relazione Pedo-Agronomica per i dettagli).



In funzione della realizzazione delle principali opere di progetto, l'impatto diretto preponderante, riferito alla **sottrazione e/o frammentazione di habitat**, è da attribuire alla fase di cantiere: nello specifico all'allargamento delle piste utili al raggiungimento degli impianti, al collegamento via cavo tra gli aereogeneratori e alla realizzazione della viabilità secondaria per l'accesso alle singole piazzole. Le aree boscate naturali e riforestate non saranno direttamente interessate dall'intervento.

In fase di esercizio, considerando che le opere in oggetto sono di tipo puntiforme, la sottrazione di porzioni di territorio è da attribuire direttamente all'area occupata dalle singole piazzole/aereogeneratori, che, tra l'altro, vanno a collocarsi in un'area ad alta vocazione agricola.

Considerata la limitata sottrazione di porzioni di territorio, la realizzazione delle opere non determina una significativa frammentazione degli habitat di interesse conservazionistico e quindi un'alterazione delle funzionalità tipiche.

Le uniche interferenze negative con la flora sono limitate alla sola fase di cantiere. Nella fase di esercizio gli impatti nei confronti di questa componente ambientale possono considerarsi nulli, in quanto le superfici occupate dagli aereogeneratori sono estremamente ridotte e il livello di naturalità della vegetazione dell'area prevista dal progetto rimarrà pressoché invariato.

Si può concludere che **l'impatto sulla componente della vegetazione è lieve e di breve durata**.

Fauna e avifauna

Anche relativamente alla **fauna** presente in sito, si ritiene che non ci siano elementi di preoccupazione derivanti dalla installazione di un parco eolico.

In **fase di cantiere**, l'impatto è dovuto all'aumento dell'antropizzazione con incremento del disturbo e rumore.

Le azioni di cantiere (sbancamenti, movimenti di mezzi pesanti, presenza di operai, ecc.) possono comportare danni o disturbi ad animali di specie sensibili presenti nelle aree coinvolte. L'impatto è tanto maggiore quanto più ampie e di lunga durata sono le azioni di cantiere e, soprattutto, quanto più naturali e ricche di fauna sono le aree interessate direttamente dal cantiere.

Non sono previste perturbazioni significative delle specie vegetali /animali durante la fase cantiere. Relativamente al rumore derivante dalle macchine operatrici si può ipotizzare un allontanamento temporaneo e reversibile delle componenti faunistiche locali. Per quanto concerne le polveri derivanti

dalle opere di scavo l'uso di particolari accorgimenti, come ad esempio l'umidificazione del terreno, rende l'impatto modesto.

Tutte le specie animali, comprese quelle considerate più sensibili, in tempi più o meno brevi, si adattano alle nuove situazioni al massimo deviando, nei loro spostamenti, quel tanto che basta per evitare l'ostacolo. Il disequilibrio causato alle popolazioni di fauna nella prima fase progettuale, sarà temporaneo e molto limitato nel tempo, considerato anche la ridotta presenza di fauna terrestre, come si è detto.

Lo smantellamento del sito, risulterà impattante in ugual misura rispetto alla fase di preparazione sulla componente fauna, giacché consisterà nel recupero dei pannelli e delle componenti strutturali.

In breve tempo sarà recuperato l'assetto originario, mantenendo intatti i parziali miglioramenti ambientali realizzati.

In considerazione della matrice spiccatamente agricola sulla quale insiste l'area di progetto non si prevedono impatti negativi sulle componenti vegetazionali di pregio.

Per quanto concerne la fauna, gli impatti in fase di esercizio sono riconducibili, essenzialmente, a quelli sull'avifauna e sulla chiropterofauna, più precisamente, al rischio di collisione con gli aerogeneratori.

Infine, per la **fase di esercizio**, in relazione alla fattispecie di impianto è stato valutato l'**impatto potenziale sull'avifauna**, in particolare in ottemperanza a quanto previsto dall'Allegato 5 al Decreto 10 settembre 2010: "Linee guida sulle Energie Rinnovabili", si è valutata l'**analisi delle perturbazioni al flusso idrodinamico indotte dagli aerogeneratori** e la valutazione dell'influenza delle stesse sull'avifauna.

La cessione di energia dal vento alla turbina implica un rallentamento del flusso d'aria, con conseguente generazione, a valle dell'aerogeneratore, di una regione di bassa velocità caratterizzata da una diffusa vorticità (zona di scia).

Come illustrato in figura seguente, la scia aumenta la sua dimensione e riduce la sua intensità all'aumentare della distanza dal rotore.

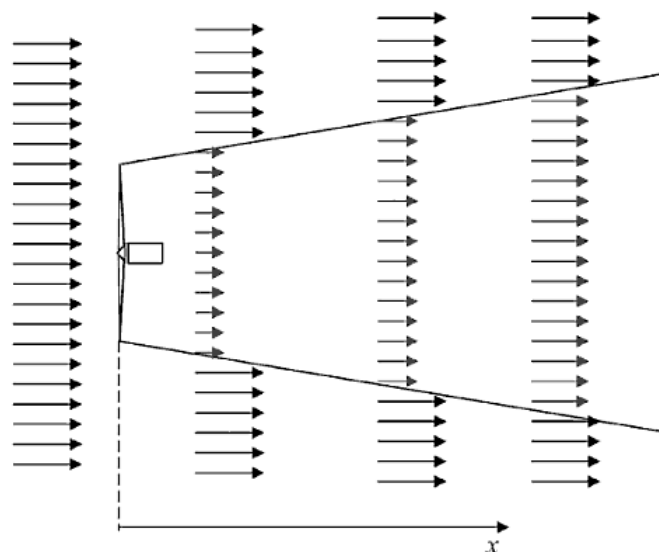


Figura 4-40: Andamento della scia provocata dalla presenza di un aerogeneratore. [Caffarelli-De Simone Principi di progettazione di impianti eolici Maggioli Editore]

In conseguenza di ciò, un impianto può costituire una barriera significativa per l'avifauna, soprattutto in presenza di macchine ravvicinate fra loro.

Nella valutazione dell'area inagibile dai volatili occorre infatti sommare allo spazio fisicamente occupato dagli aerogeneratori (area spazzata dalla pala, costituita dalla circonferenza avente diametro pari a quello del rotore) quello caratterizzato dalla presenza dei vortici di cui si è detto.

Come è schematicamente rappresentato in figura, l'area di turbolenza assume una forma a tronco di cono e, conseguentemente, dovrebbe interessare aree sempre più estese all'aumentare della distanza dall'aerogeneratore.

In particolare, numerose osservazioni sperimentali inducono a poter affermare che il diametro DT_x dell'area di turbolenza ad una distanza x dall'aerogeneratore può assumersi pari a:

$$DT_x = D + 0,07 * X$$

Dove D rappresenta il diametro della pala.

Tuttavia, l'intensità della turbolenza diminuisce all'aumentare della distanza dalla pala e diviene quasi trascurabile per valori di:

$$X > 10D$$

in corrispondenza del quale l'area interessata dalla turbolenza ha un diametro pari a:

$$DT_x = D * (1 + 0,7)$$

Considerando pertanto due torri adiacenti poste ad una reciproca distanza DT, lo **spazio libero realmente fruibile dall'avifauna (SLF)** risulta pari a:

$$\mathbf{SLF = DT - 2R(1 + 0,7)}$$

Essendo $R = D/2$, raggio della pala.

Al momento, in base alle osservazioni condotte in più anni e su diverse tipologie di aerogeneratori e di impianti si ritiene ragionevole che spazi fruibili oltre i 200 metri fra le macchine possano essere considerati buoni. Viene giudicata sufficiente la distanza utile superiore a 100 metri, insufficiente da 60 a 100 metri, critica l'interdistanza inferiore ai 60 metri.

Nel caso in esame, essendo il raggio dell'aerogeneratore pari a 85 m, l'ampiezza dell'area di turbolenza risulta:

$$DTx = D * (1 + 0,7) = (170) * 1,7 = 289 \text{ m}$$



Figura 4-41: Estratto tavola EP14 Planimetria con distanze aerogeneratori

Nella Tabella seguente si individua lo spazio realmente fruibile dall'avifauna.

AEROGENERATORI	DISTANZE [m]	DISTANZA FRUIBILE [m]	SPAZIO FRUIBILE SLF [m]
RIN01 – RIN02	504	290	BUONO
RIN01 – RIN11	803	514	BUONO
RIN02 – RIN11	527	238	BUONO
RIN03 – RIN08	1293	1004	BUONO
RIN03 – RIN07	562	273	BUONO
RIN04 – RIN06	600	311	BUONO
RIN04 – RIN05	1253	964	BUONO
RIN06 – RIN07	761	472	BUONO
RIN08 – RIN09	865	576	BUONO
RIN09 – RIN10	695	406	BUONO
RIN09 – RIN14	899	610	BUONO
RIN10 – RIN14	639	350	BUONO
RIN11 – RIN12	515	226	BUONO
RIN12 – RIN13	534	245	BUONO
RIN13 – RIN14	544	255	BUONO
RIN14 – RIN15	505	216	BUONO
RIN15 – RIN16	525	236	BUONO
RIN16 – RIN17	614	325	BUONO

INSUFFICIENTE	60<X<100
SUFFICIENTE	> 100
BUONO	>200

In virtù dell'analisi condotta **si ritiene che l'ubicazione degli aerogeneratori sia tale da non determinare una barriera per l'avifauna.**

Riepilogando i contenuti riportati in precedenza, e sulla scorta della analisi di rischio dovuta alla presenza delle turbine, si possono analizzare in sintesi gli impatti potenziali rispetto alle seguenti interferenze:

- a. Disturbo antropico;
- b. Frammentazione o distruzione di habitat di specie;



c. Potenziali collisioni di uccelli e chirotteri con le turbine eoliche.

a) Disturbo antropico

Il disturbo antropico, determinato essenzialmente dalla fase di cantiere, è prevedibile come ridotto **per la brevità della fase medesima e fa riferimento a una specie stanziale, quindi presente tutto l'anno.** Si suppone, infatti, che la fase di cantiere possa essere realizzata fuori dai tempi migratori che interessano la maggior parte delle specie segnalate in Allegato I della Direttiva Uccelli. Relativo disturbo **è analogamente riferito per una specie tra i chirotteri potenzialmente frequentanti l'area.**

Per tutte le altre specie il disturbo è ipotizzabile basso o del tutto inesistente.

b) Frammentazione o distruzione di habitat di specie

Avendo previsto la realizzazione delle turbine eoliche in habitat agricoli, la frammentazione di habitat di specie è ipotizzabile medio-bassa per tutte le specie di rilevante interesse conservazionistico.

c) Potenziali collisioni di uccelli e chirotteri con le turbine eoliche

In generale è possibile affermare che alcuni dei fattori che possono favorire la collisione tra gli uccelli (analoghe considerazioni valgono per i chirotteri) e le turbine eoliche sono i seguenti:

- abbondanza di alcune popolazioni ornitiche e delle relative prede nei territori dell'impianto;
- caratteristiche del paesaggio, quindi topografia e orografia territoriale dell'area di impianto;
- distribuzione spaziale delle turbine;
- presenza di rotte migratorie importanti in prossimità degli aerogeneratori.

Determinare quale possa essere il rischio di collisione non è semplice e i monitoraggi di lungo corso **rappresentano l'unica modalità concreta attraverso la quale raccogliere certezze sugli impatti reali** (nel caso in esame è stato condotto un monitoraggio di un anno, riportato in allegato).

In un'area dove le prede delle specie di uccelli presenti (nidificanti, in transito migratorio, in erratismo trofico, in attecchimento trofico) risultano limitate ci si aspetta, di fatto, un concreto minor rischio di impatto.

Per quanto concerne il fenomeno delle collisioni da parte dell'avifauna rispetto agli impianti eolici, il *National Wind Coordinating Committee* (NWCC) ha prodotto un report in cui è dichiarato che la probabilità di collisione tra avifauna e aerogeneratori **è pari allo 0,01-0,02 % e che la associata mortalità**

è da ritenersi biologicamente e statisticamente trascurabile, in special modo se confrontata con tutte le altre cause antropiche. Tale studio è confermato dalle indagini condotte dalla *WETS Inc* su differenti impianti eolici americani. Di seguito si riportano i risultati ottenuti a valle di osservazioni condotte per un periodo variabile dai 2 ai 4 anni e contenuti nel report "*Synthesis and Comparison of Baseline Avian and Bat Use, Raptor Nesting and Mortality Information from Proposed and Existing Wind Developments*". È ragionevole pensare che il ridotto rischio di impatto contro gli impianti eolici non comporti conseguenze sensibili nelle dinamiche delle popolazioni di uccelli gravitanti in zona né variazioni apprezzabili nella densità delle popolazioni.

Si può affermare che l'abbandono da parte della fauna ed in particolare dell'avifauna del sito di impianto sia un effetto temporaneo e che in rari casi vi possano essere collisioni tra l'avifauna e la chiroterofauna con gli aerogeneratori previsti dal progetto. Le osservazioni compiute finora in siti ove i poli eolici sono in funzione da più tempo e le considerazioni derivanti da studi prodotti e riportate precedentemente autorizzano a ritenere sporadiche queste interazioni e di conseguenza poco significativo l'impatto di perturbazione della fauna in fase di esercizio.

Alla luce delle valutazioni precedenti, l'impatto previsto sulla fauna è risultato di entità lieve ma di lunga durata, soprattutto in considerazione del fatto che:

- ❖ le interdistanze (mutue distanze) fra le torri sono tali da assicurare ampi corridoi di volo per l'avifauna e tutto l'impianto non va a costituire una barriera ecologica di rilievo;
- ❖ tutte le torri sono state posizionate su terreni agricoli e non si evincono interazioni con i siti riproduttivi di specie sensibili; la frammentazione di habitat di specie è ipotizzabile medio-bassa per tutte le specie di rilevante interesse conservazionistico
- ❖ il basso numero di giri, con cui ruotano le turbine di nuova generazione che verranno impiegate, consente la buona percezione degli ostacoli mitigando il rischio di collisioni da parte dell'avifauna;
- ❖ sicuramente si registrerà un allontanamento dell'avifauna dal sito eolico, allontanamento temporaneo che man mano verrà recuperato con tempi dipendenti dalla sensibilità delle specie.

Si conclude che tutti gli **impatti sulla componente Ecosistemi sono lievi e di breve durata**.



4.4.3. Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare

In **fase di esercizio** gli unici impatti derivanti dalle opere in progetto si concretizzano nella sottrazione per occupazione da parte degli impianti, come già premesso.

Ad ogni modo l'impatto per sottrazione di suolo viene considerato poco significativo in quanto, le aree realmente sottratte all'attuale uso del suolo sono quelle relative alle fondazioni delle turbine e alle piazzole definitive, mentre l'area occupata in fase di cantiere dalle piazzole di montaggio subisce un processo di rinaturalizzazione spontanea che porta in breve al ripristino del soprassuolo originario.

In realtà una **tale configurazione non sottrae il suolo, ma ne limita parzialmente la capacità di uso. Viene chiaramente impedita l'attività agricola durante la vita utile dell'impianto, in maniera temporanea e reversibile.**

Come si evince dalla Carta d'uso del suolo che gli aerogeneratori RIN06-07-03 sono collocati in un'area a destinazione "seminativi semplici in aree irrigue" (cod. 2.1.2.1.), la turbina RIN17 è collocata in un'area indicata a "vigneto" ma che, da sopralluogo, risulta seminativo, mentre tutte le restanti turbine sono collocate in un'area a destinazione "seminativi semplici in aree non irrigue" (cod. 2.1.1.1).

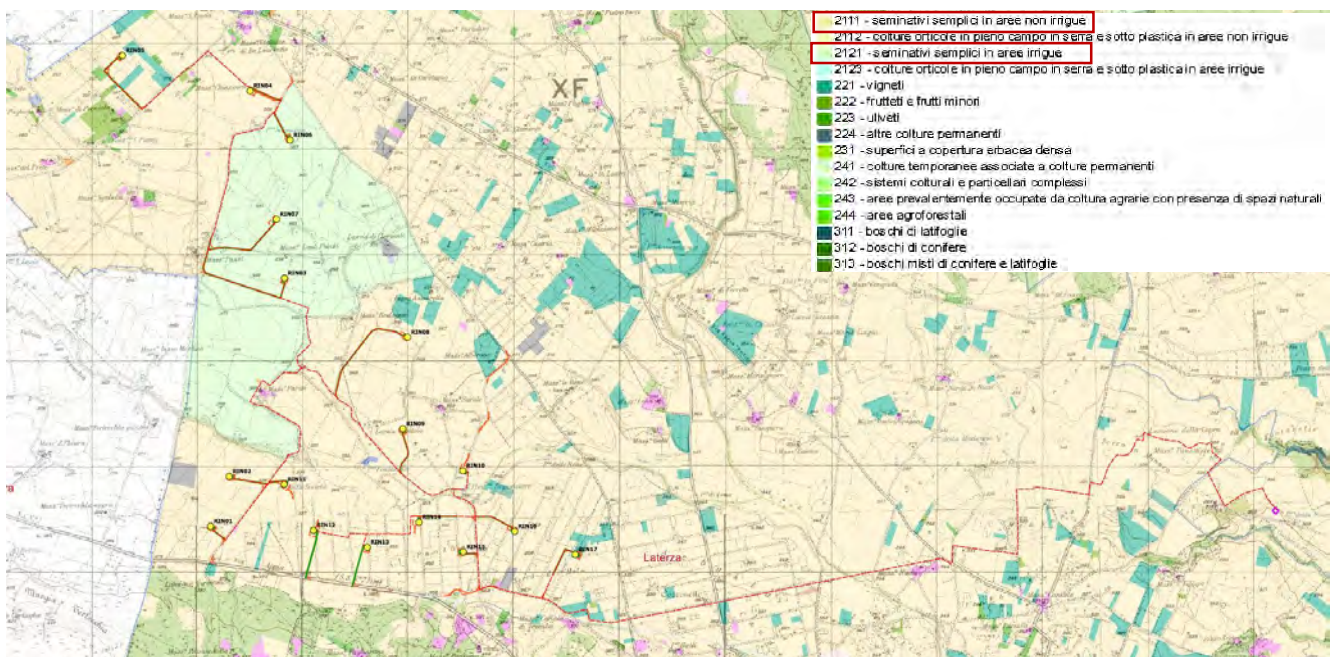


Figura 4-42: Carta d'uso del suolo 2011 (tav13) - (fonte: SIT Puglia)

Le aree effettivamente sottratte di suolo per la durata di esercizio dell'impianto sono riportate nella tabella seguente.

TURBINA	SOTTRAZIONE DI SUOLO (mq)	
	Piazzola definitiva	Viabilità d'accesso
RIN01	1450	837
RIN02	1458	1830
RIN03	1450	6436
RIN04	1282	1590
RIN05	1452	3865
RIN06	1450	1434
RIN07	1497	4880
RIN08	1450	5828
RIN09	1450	2280
RIN10	1458	47
RIN11	1378	880
RIN12	1458	940
RIN13	1496	2049
RIN14	1458	2016
RIN15	1458	943
RIN16	1450	2058
RIN17	1458	2120

Il parco eolico produce una sottrazione di suolo agricolo pari a 64.586 mq.

Considerando che, la superficie di suolo destinata a seminativi (SAU) nel territorio comunale di Laterza è pari a circa 12.788 ha (fonte Regione Puglia, Assessorato allo Sviluppo Economico e Innovazione Tecnologica – Risorse Agricole) , **si è valutata l'incidenza percentuale della sottrazione di suolo seminativo conseguenziale alla realizzazione del parco eolico, pari a circa il 0,05%.**

Il periodo di inattività culturale del terreno, **durante l'esercizio dell'impianto, permette inoltre di recuperare le caratteristiche di fertilità eventualmente impoverite.**

Inoltre, come si è descritto nel paragrafo progettuale, **la viabilità interna verrà realizzata solo con materiali naturali** (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo.

Infine, alla dismissione dell'impianto, l'eliminazione della piazzola definitiva e della viabilità di accesso garantiscono l'immediato ritorno alle condizioni ante opeam del terreno.

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
e relative opere di connessione alla R.T.N.*

Il terreno di scavo per ricavare la trincea di alloggio dei cavidotti interni verrà in larga parte riutilizzato per il riempimento dello scavo, e la parte restante verrà distribuita sulla traccia dello scavo e livellata per raccordarsi alla morfologia del terreno.



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 283 di 420

4.4.4. Geologia e acque

In **fase di cantiere**, le intersezioni del cavidotto con il reticolo, laddove necessario, saranno risolte con tecniche in grado di non permettere l'alterazione dei deflussi superficiali nonché degli eventuali scorrimenti in subalvea.

I principali rischi per le acque sotterranee connessi alle attività di cantiere invece sono legati alla possibilità dell'ingresso nelle falde acquifere di sostanze inquinanti, con conseguenze per gli impieghi ad uso idropotabile delle stesse e per l'equilibrio degli ecosistemi.

Il progetto, in oggetto, ha interferenze con alcune **aste superficiali**; lo studio idraulico a supporto del presente progetto ha dimostrato come tali interferenze siano superabili con idonee scelte progettuali di attraversamento degli stessi.

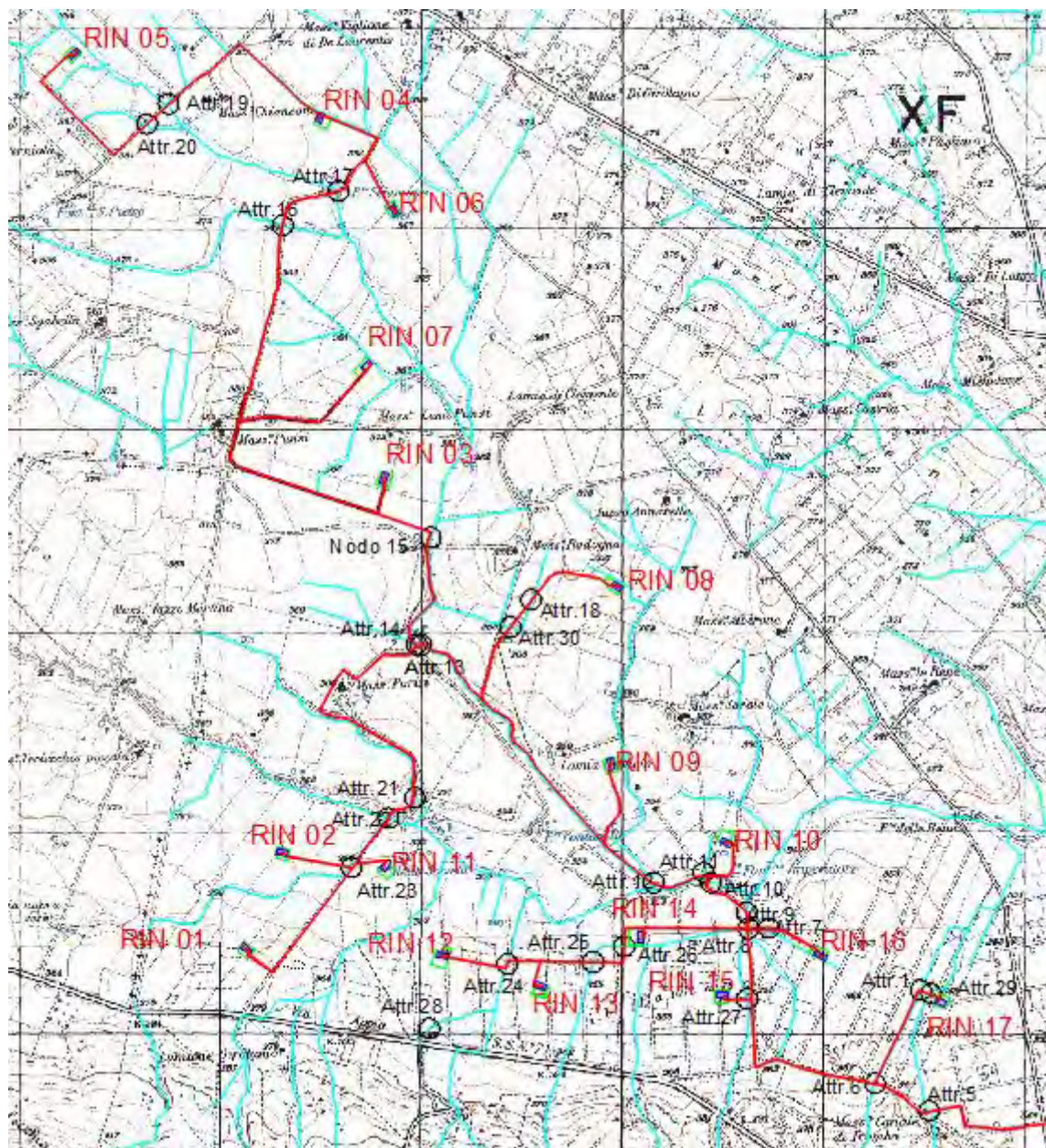


Figura 4-43: Inquadramento dell'area di intervento – installazione turbine eoliche - su carta IGM

Delle diciassette turbine previste in progetto le turbine RIN 2, RIN 4, RIN 5, RIN 7, RIN 8, RIN 9, RIN 10, RIN 14, RIN 15 E RIN 16 ricadono nella fascia di rispetto di corsi d'acqua segnalati sulla cartografia dell'Idrologia superficiale (150 m dall'asse dell'asta) e per esse si procederà alla verifica con modellazione idraulica.

Lungo la maggior parte del suo tracciato il cavidotto è stato posizionato su sede stradale esistente prevedendo scavo e rinterro in loco.

Nello studio in narrativa sono state individuate n.32 interferenze tra il reticolo e le opere in progetto che prevedono la realizzazione delle strade di accesso alle turbine ed il posizionamento del cavidotto.

Si precisa che:

- Le interferenze denominate ATTR: 1, 7, 18, 23, 27, 29 e 30 individuano le intersezioni tra il reticolo ed i tratti di strade di progetto lungo le quali è posizionato il cavidotto;
- L'interferenza denominata ATTR.28 interessa solo la strada di progetto di servizio alla turbina T13 ed il reticolo;
- Le interferenze denominate Attr.24, Attr.25, Attr.26 individuano le intersezioni tra il cavidotto ed il reticolo su aree non irrigue di seminativi semplici;
- il "NODO15" è un tratto del cavidotto in parallelo al reticolo da realizzare su aree non irrigue di seminativi semplici.

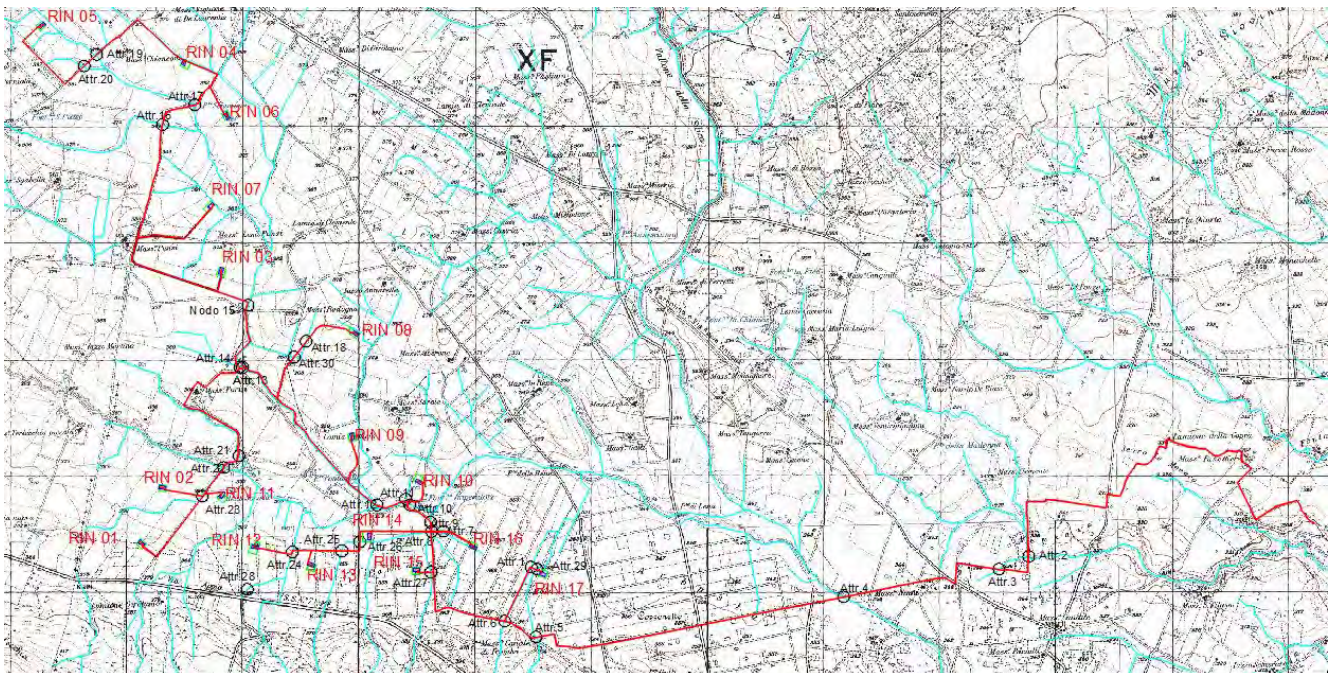


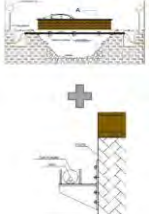


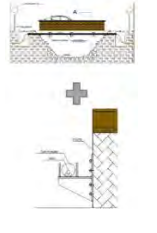
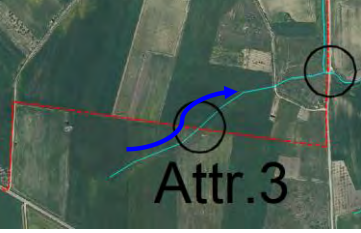



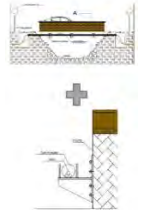



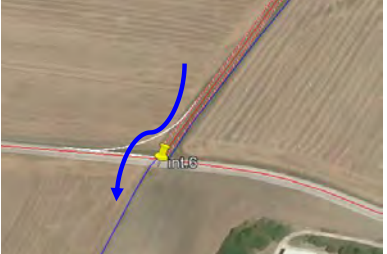


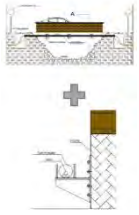






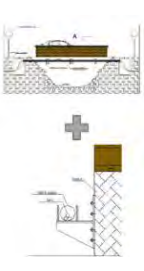




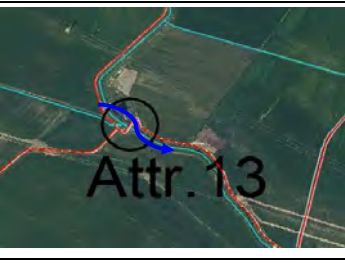
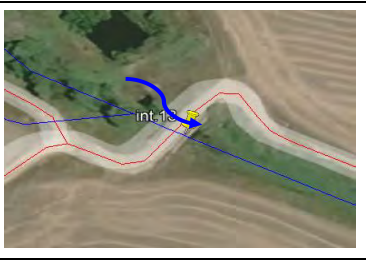









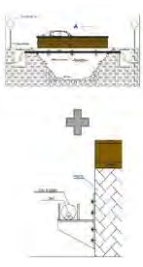


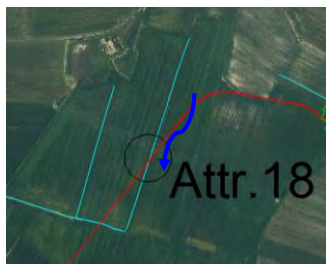

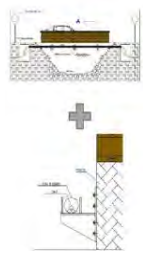


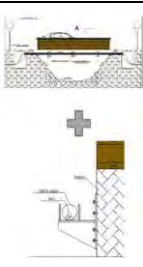


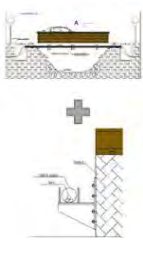


Figura 4-44: Inquadramento delle interferenze del cavidotto e della viabilità di progetto con il reticolo idrografico su carta IGM

Le interferenze del cavidotto e delle strade di progetto con il reticolo idrografico sono sinteticamente riportate nella tabella che segue:

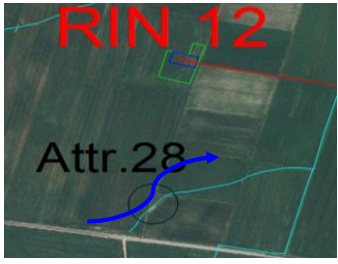



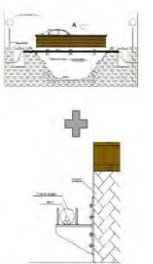


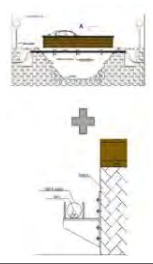
N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
1	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
2	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
3	Attraversamento in area non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC	
4	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
5	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC	
6	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC	

N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
7	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
8	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC	
9	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC	

10	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - ponticello			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
11	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
12	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
13	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - ponticello			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
15	Parallelismo in area non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua			SCAVO E RINTERRO	

16	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
17	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
18	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
19	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
20	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
21	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC	

22	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
23	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
24	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC	
N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
25	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC	
26	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC	
27	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	

<p>28</p> <p>Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino</p>			<p>Intersezione strada con reticolo da risolvere con il posizionamento di un tombino scatolare. Non è previsto il passaggio del cavidotto.</p>	
<p>29</p> <p>Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino</p>			<p>STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE</p>	
<p>30</p> <p>Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino</p>			<p>STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE</p>	

4.4.5. Atmosfera: Aria e Clima

Il principale impatto, in **fase di cantiere**, è dato dall'emissione di polveri a seguito della movimentazione di materiale da scavo.

Nonostante la difficoltà di stima legata a diversi parametri quali ad esempio la frequenza e la successione delle diverse operazioni, le condizioni atmosferiche o la natura dei materiali e dei terreni rimossi, è stata comunque effettuata una valutazione dell'area d'influenza che in fase di cantiere sarà coinvolta sia direttamente (a causa delle attività lavorative e dalla presenza di macchinari, materiali ed operai), che indirettamente dalla diffusione delle polveri e dei gas di scarico.

Nel seguito è stata effettuata una simulazione sulla **diffusione delle polveri nell'area di cantiere e** lungo la viabilità di accesso, utilizzando la legge di Stokes.

Il processo di sedimentazione delle micro-particelle solide è legato alle seguenti caratteristiche:

- caratteristiche delle particelle (densità e diametro);
- caratteristiche del fluido nel quale sono immerse (densità e viscosità);
- caratteristiche del vento (direzione e intensità).

I granuli del fino sono dovuti al sollevamento di polveri per il movimento di mezzi su strade sterrate e per gli scavi e riporti di terreno; si ipotizza, per esse, un range di valori di densità compreso tra 1,5 e 2,5 g/cm³.

Infatti prendendo come paragone un impianto di frantumazione, dalla lettura dei dati di monitoraggio recenti rilevati da aziende certificate direttamente in sito e nelle condizioni di funzionamento a regime, è stato possibile ricavare i seguenti valori medi:

- 3-4 g/cm³ con rilevazione effettuata direttamente sul vaglio vibrante;
- 1-2 g/cm³ con rilevazione effettuata sul ciglio cava.

Per cui i valori su ipotizzati sono più che cautelativi.

La densità dell'aria è fortemente influenzata dalla temperatura e dalla pressione atmosferica; nella procedura di calcolo si è assunto il valore di 1,3 Kg/m³ corrispondente alla densità dell'aria secca alla temperatura di 20°C e alla pressione di 100 KPa. La viscosità dinamica dell'aria è stata assunta pari a 1,81x10⁻⁵ m² Pa x sec.

Riassumendo:

- diametro delle polveri (frazione fina) 0,0075 cm
- densità delle polveri 1,5 - 2,5 g/cm³
- densità dell'aria 0,0013 g/cm³
- viscosità dell'aria $1,81 \times 10^{-5}$ Pa x s 1,81 x 10⁻⁴ g/cm x s²

L'applicazione della legge di Stokes consente di determinare la velocità verticale applicata alla particella. Tale componente, sommata vettorialmente alla velocità orizzontale prodotta dal vento, determinerà la traiettoria e quindi la distanza coperta dalla particella prima di toccare il suolo.

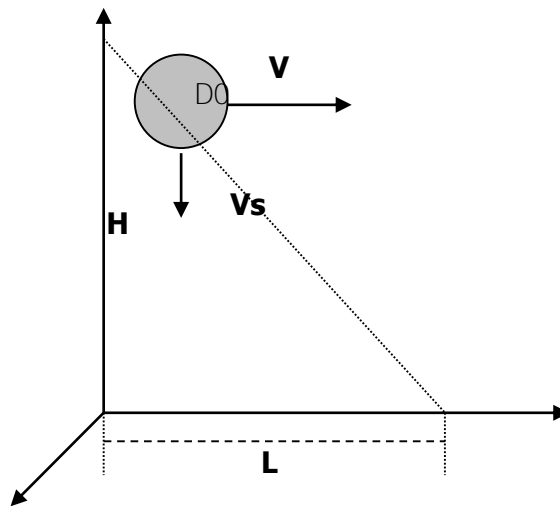


Figura 4-45: Schema di caduta della particella solida

Velocità di sedimentazione: 0.25 m/s - 0.42 m/s (due ipotesi di densità della particella)

Velocità orizzontale = velocità del vento: 4 m/s

Angolo di caduta: 86.4 – 84°

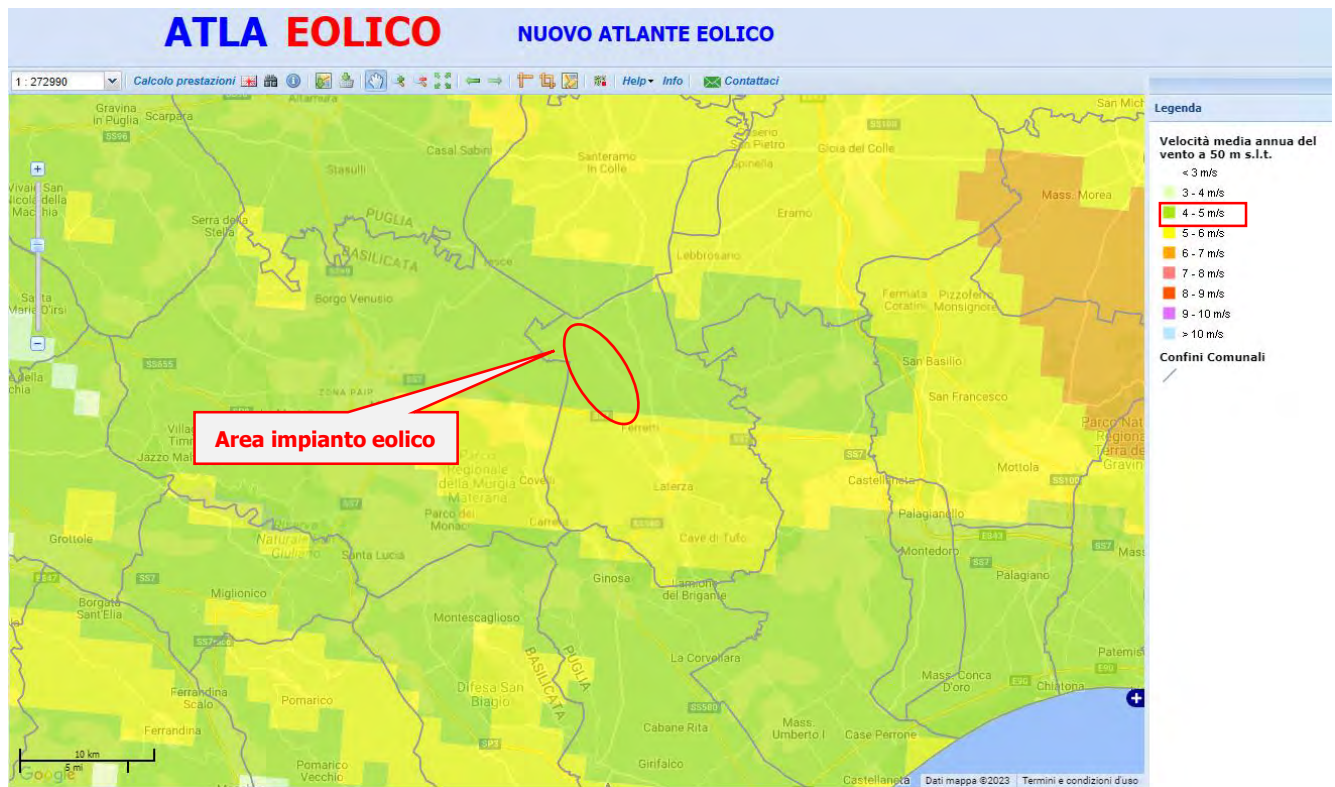


Figura 4-46: velocità del vento nel territorio di Laterza, fonte <http://atlanteolico.rse-web.it/>

Come si vede nella Figura sopra riportata l'area è indicata con una velocità media del vento a 50 m di 4-5 m/s.

La frazione più fina delle polveri prodotte dalle lavorazioni coprirà una distanza data dalla relazione:

$$L = H \times \tan(\alpha).$$

Per ottenere la distanza di caduta delle polveri lungo il percorso che gli automezzi seguono per e dal cantiere, è stata considerata **l'ipotesi di possibile perdita di residui dai mezzi in itinere; se l'altezza iniziale delle particelle è di 3 metri dal suolo (altezza di un cassone), il punto di caduta si troverà a circa 47 metri (arrotondato a 50m) di distanza lungo l'asse della direzione del vento** (densità della particella pari a 1,5 g/cm³), oppure a circa 28 m (densità della particella pari a 2,5 g/cm³).

Quindi si può considerare come area influenzata dalle sole polveri, a vantaggio di sicurezza trascurando la direzione prevalente del vento, una **fascia di 50 m lungo il perimetro dell'area del cantiere** e di un'area di 45 m a cavallo dell'asse del tracciato percorso dagli automezzi.

Alla luce di quanto esposto, pur considerando cautelativamente **il buffer sopra citato, l'area di influenza delle particelle non interessa alcun punto sensibile, ma solo terreni agricoli.**

Dallo studio delle aree di possibile influenza del particolato polvuroloento si evince che non ci sono impatti rilevanti rispetto ai ricettori presenti sul territorio circostante, ed è possibile evidenziare che:

- ❖ **le emissioni diffuse di polveri sono abbondantemente sotto la soglia normativa dei 5 mg/m³ (ai sensi del D.Lgs. 155/2010);**
- ❖ **la concentrazione di particelle è minima già ad una distanza di 50 m (dove, in condizione di vento normale, si ipotizza cada sul terreno);**
- ❖ **i ricettori sensibili presenti sulle aree circostanti sono a distanza di sicurezza dalle aree di produzione delle polveri;**

Dalle immagini seguenti si evince come non ci siano ricettori sensibili nelle aree di influenza dell'eventuale percolato polveroso.



Figura 4-47: Aree di Influenza e Ricettori – RIN01 - RIN02 - RIN11 - RIN12



Figura 4-48: Aree di Influenza e Ricettori – RIN13 – RIN14 – RIN15



Figura 4-49: Aree di Influenza e Ricettori – RIN17 - RIN10



Figura 4-50: Aree di Influenza e Ricettori – RIN03 – RIN08



Figura 4-51: Aree di Influenza e Ricettori – RIN03 - RIN07



Figura 4-52: Aree di Influenza e Ricettori – RIN04 - RIN06



Figura 4-53: Aree di Influenza e Ricettori – RIN 04 – RIN 05 - RIN 06

In nessun caso l'area di possibile influenza delle polveri di cantiere contiene ricettori.

Nell'allegato PR21_ ANALISI RICETTORI, sono stati classificati tutti i ricettori presenti nell'area buffer di 2000 m dalle turbine.

Per concludere, l'impatto potenziale durante la **fase di cantiere** dovuto all'emissioni di polveri è risultato **trascurabile e di breve durata**.

Come descritto nei paragrafi precedenti, le attività di realizzazione dell'intervento implicano mezzi in entrata ed in uscita dal cantiere.

In **fase di esercizio**, il parco eolico non produce emissioni in atmosfera, le uniche potrebbero essere riferite ai veicoli dei manutentori dello stesso, per cui tale impatto può ritenersi nullo.

Invece è importante evidenziare che è spesso attribuito agli impianti eolici l'influenza sui venti e, di conseguenza, sul clima.

Le grandi pale che, installate in gran numero, costituiscono gli impianti influirebbero infatti sulla circolazione atmosferica, alterando quindi il clima delle regioni in cui si trovano.

Ora però uno studio condotto da ricercatori degli istituti francesi CEA e CNRS, dell'Università di Versailles, dell'ENEA e dell'INERIS e pubblicato su Nature Communications afferma che l'impatto degli impianti eolici sul clima è minimo.

Utilizzando dei modelli matematici che comprendono l'influenza degli impianti presenti in Europa e di quelli che nei prossimi 20 anni saranno costruiti, gli scienziati sono arrivati a concludere che l'influenza è talmente ridotta (pur registrando un aumento della temperatura nelle vicinanze degli impianti, specialmente durante la notte) da non costituire un pericolo per il clima.

Le variazioni significative di temperatura si sono registrate solamente in inverno, mentre nelle altre stagioni i cambiamenti sono di circa 0,3 gradi Celsius.

4.4.6. Sistema paesaggistico: Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali

Le attività di costruzione dell'impianto eolico (**fase di cantiere**) produrranno un **lieve impatto sulla componente paesaggio**, in quanto rappresentano una fase transitoria prima della vera e propria modifica paesaggistica che invece avverrà nella fase successiva, di esercizio.

Sicuramente la alterazione della visuale paesaggistica in questa fase risulterà essere **temporanea**, con una fase di passaggio graduale ad una panoramica in cui predominante sarà la presenza delle torri.

I principali impatti che un parco eolico apporta al paesaggio, sono legati alla sua presenza fisica in **fase di esercizio**.

L'impatto paesaggistico è considerato in letteratura come il più rilevante fra quelli prodotti dalla realizzazione di un parco eolico.

L'intrusione visiva degli aerogeneratori esercita il suo impatto non solo da un punto di vista meramente "estetico" ma su un complesso di valori oggi associati al paesaggio, che sono il risultato dell'interrelazione fra fattori naturali e fattori antropici nel tempo.

Tali valori si esprimono nell'integrazione di qualità legate alla morfologia del territorio, alle caratteristiche potenziali della vegetazione naturale e alla struttura assunta dal mosaico paesaggistico nel tempo.

Un concetto in grado di esprimere tali valori è sintetizzabile nel "significato storico-ambientale" pertanto, come strumento conoscitivo fondamentale nell'analisi paesistica, è stata effettuata una indagine "storico-ambientale".

Tenendo conto delle caratteristiche paesaggistiche del sito, è stato definito il layout di progetto riducendo il più possibile eventuali interferenze: l'unico impatto resta quello visivo.

Le accortezze progettuali adottate in merito alle modalità insediative dell'impianto e con particolare riguardo alla sfera percettiva, tendono a superare il concetto superficiale che considera gli aerogeneratori come elementi estranei al paesaggio, per affermare con forza l'idea che, una nuova attività assolutamente legata alla contemporaneità, possa portare, se ben fatta, alla definizione di una nuova identità del paesaggio stesso, che mai come in questo caso va inteso come sintesi e stratificazione di interventi dell'uomo.

La nuova opera prevede la riconversione dell'uso del suolo da agricolo ad uso industriale di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, modificando dunque sia pur con connotazione

positiva l'uso attuale dei luoghi; tale modifica non si pone però come elemento di sostituzione del paesaggio o come elemento forte, di dominanza. L'obiettivo è, infatti, quello di realizzare un rapporto opera – paesaggio di tipo integrativo.

In altre parole, la finalità è quella di inserire l'opera in modo discreto e coerente nel paesaggio agricolo. Le forme tipiche degli ambienti in cui si inserisce il progetto, rimarranno sostanzialmente le stesse.

In termini di impatto visivo e percettivo, è necessario evidenziare innanzitutto che la disposizione e la distanza tra le torri sono state attentamente valutate in modo **da evitare il cosiddetto "effetto selva"**, ovvero la concentrazione eccessiva di torri in una determinata area.

Per la valutazione degli impatti determinati dalla presenza dell'impianto sulla componente paesaggio, la cui previsione assume una notevole importanza allo scopo si rimanda alla Relazione Paesaggistica allegata.

In letteratura vengono proposte varie metodologie per valutare e quantificare **l'impatto paesaggistico (IP)** attraverso il calcolo di due indici, relativi rispettivamente al valore intrinseco del paesaggio ed alla alterazione della visuale paesaggistica per effetto dell'inserimento delle opere, dal cui prodotto è possibile quantificare numericamente l'entità dell'impatto, da confrontare con una scala di valori quali-quantitativi.

In particolare, **l'impatto paesaggistico (IP)** è stato calcolato attraverso la determinazione di due indici:

**un indice VP, rappresentativo del valore del paesaggio,
un indice VI, rappresentativo della visibilità dell'impianto.**

L'impatto paesaggistico IP, in base al quale si possono prendere decisioni in merito ad interventi di mitigazione o a modifiche impiantistiche che migliorino la percezione visiva, viene determinato dal prodotto dei due indici di cui sopra:

$$\mathbf{IP = VP \times VI}$$

A seconda del risultato che viene attribuito a IP si deduce il valore dell'impatto, secondo una scala in cui al punteggio numerico viene associato un impatto di tipo qualitativo, come indicato nella tabella seguente:



TIPO DI IMPATTO	VALORE NUMERICO
Nulla	0
Basso	1-2
Medio Basso	3-5
Medio	6-8
Medio Alto	9-10
Alto	>10

L'indice relativo al valore del paesaggio VP connesso ad un certo ambito territoriale, scaturisce dalla quantificazione di elementi, quali la naturalità del paesaggio (N), la qualità attuale dell'ambiente percettibile (Q) e la presenza di zone soggette a vincolo (V).

Una volta quantificati tali aspetti, l'indice VP risulta dalla somma di tali elementi:

$$VP = N+Q+V$$

In particolare, la naturalità di un paesaggio esprime la misura di quanto una data zona permanga nel suo stato naturale, senza cioè interferenze da parte delle attività umane; è possibile quindi, creare una classificazione del territorio, come indicato nello schema seguente.

AREE	INDICE DI NATURALITA' (N)
Territori industriali o commerciali	
Aree industriali o commerciali	1
Aree estrattive, discariche	1
Tessuto urbano e/o turistico	2
Aree sportive e ricettive	2
Territori agricoli	
Seminativi e incolti	3
Colture protette, serre di vario tipo	2
Vigneti, oliveti, frutteti	4
Boschi e ambienti semi-naturali	
Aree a cisteti	5
Aree a pascolo naturale	5
Boschi di conifere e misti	8
Rocce nude, falesie, rupi	8
Macchia mediterranea alta, media e bassa	8
Boschi di latifoglie	10

La qualità attuale dell'ambiente percettibile (Q) esprime il valore da attribuire agli elementi territoriali che hanno subito una variazione del loro stato originario a causa dell'intervento dell'uomo, il quale ne ha modificato l'aspetto in funzione dei propri usi.

Come evidenziato nella seguente tabella, il valore dell'indice Q è compreso fra 1 e 6, e cresce con la minore presenza dell'uomo e delle sue attività.

AREE	INDICE DI PERCETTIBILITA' (Q)
Aree servizi industriali, cave, ecc.	1
Tessuto urbano	2
Aree agricole	3
Aree seminaturali (garighe, rimboschimenti)	4
Aree con vegetazione boschiva e arbustiva	5
Aree boscate	6

La presenza di zone soggette a vincolo (V) definisce le zone che, essendo riconosciute meritevoli di una determinata tutela da parte dell'uomo, sono state sottoposte a una legislazione specifica.

Nella seguente tabella si riporta l'elenco dei vincoli ai quali viene attribuito un diverso valore numerico.

AREE	INDICE VINCOLISTICO (V)
Zone con vincoli storico – archeologici	1
Zone con vincoli idrogeologici	0,5
Zone con vincoli forestali	0,5
Zone con tutela delle caratteristiche naturali (PTP)	0,5
Zone "H" comunali	0,5
Areali di rispetto (circa 800 m) attorno ai tessuti urbani	0,5
Zone non vincolate	0

L'interpretazione della visibilità (VI) è legata alla tipologia dell'opera ed allo stato del paesaggio in cui la stessa viene introdotta.

Per definire la visibilità dell'impianto si possono analizzare i seguenti indici:

- la percettibilità dell'impianto (P);
- l'indice di bersaglio (B);
- la fruizione del paesaggio (F);

sulla base dei quali l'indice VI risulta pari a:

$$VI = P \times (B+F)$$

Per quanto riguarda la percettibilità dell'impianto P, si considera l'ambito territoriale essenzialmente diviso in tre categorie principali:

- crinali;
- i versanti e le colline;
- le pianure;

a cui vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti all'aspetto della visibilità dell'impianto, secondo quanto mostrato nella seguente tabella.

Nel caso in esame l'impianto ricade una zona con bassa panoramicità quindi si è associato il valore 1.

AREE	INDICE di PANORAMICITA' (P)
Zone con panoramicità bassa (zone pianeggianti)	1
Zone con panoramicità media (zone collinari e di versante)	1,2
Zone con panoramicità alta (vette e crinali montani e altopiani)	1,4

Con il termine "**bersaglio**" B si indicano quelle zone che, per caratteristiche legate alla presenza di possibili osservatori, percepiscono le maggiori mutazioni del campo visivo a causa della presenza di un'opera. Sostanzialmente, quindi, i bersagli sono zone in cui vi sono (o vi possono essere) degli osservatori, sia stabili (città, paesi e centri abitati in generale), sia in movimento (strade e ferrovie).

Dalle zone bersaglio si effettua l'analisi visiva, che si imposta su fasce di osservazione, ove la visibilità si ritiene variata per la presenza degli elementi in progetto. Nel caso dei centri abitati, tali zone sono definite da una linea di confine del centro abitato, tracciata sul lato rivolto verso l'ubicazione dell'opera; per le strade, invece, si considera il tratto di strada per il quale la visibilità dell'impianto è considerata la massima possibile.

Infine, **l'indice di fruibilità F** stima la quantità di persone che possono raggiungere, più o meno facilmente, le zone più sensibili alla presenza dell'impianto e, quindi, trovare in tale zona la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera. I principali fruitori sono le popolazioni locali ed i viaggiatori che percorrono le strade.

L'indice di fruizione viene, quindi, valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e del volume di traffico per strade.

Anche l'assetto delle vie di comunicazione e di accesso all'impianto influenza la determinazione dell'indice di fruizione. Esso varia generalmente su una scala da 0 ad 1 e aumenta con la densità di popolazione (valori tipici sono compresi fra 0,30 e 0,50) e con il volume di traffico (valori tipici 0,20 – 0,30).

A tal fine, occorre considerare alcuni punti di vista significativi, ossia dei riferimenti geografici che, in relazione alla loro fruizione da parte dell'uomo (intesa come possibile presenza dell'uomo), sono generalmente da considerare sensibili alla presenza dell'impianto. In base alla posizione dei punti di osservazione ed all'orografia della zona in esame, si può definire un indice di affollamento del campo visivo.

Più in particolare, l'indice di affollamento I_{AF} è definito come la percentuale di occupazione territoriale che si apprezza dal punto di osservazione considerato, assumendo una altezza media di osservazione (1,7 m per i centri abitati ed i punti di osservazione fissi, 1,5 m per le strade).

L'indice di bersaglio (B) viene espresso dalla seguente formula:

$$B = H * I_{AF}$$

dove H è l'altezza percepita.

All'aumentare della distanza dell'osservatore diminuisce l'angolo di percezione (per esempio pari a 26,6° per una distanza doppia rispetto all'altezza dell'opera indagata) e conseguentemente l'oggetto viene percepito con una minore altezza.



Tale altezza H risulta funzione dell'angolo α secondo la relazione:

$$H = D \times \text{tg}(\alpha)$$

Ad un raddoppio della distanza di osservazione corrisponde un dimezzamento della altezza percepita H.

Sulla base di queste osservazioni, si evidenzia come l'elemento osservato per distanze elevate tende a sfumare e a confondersi con lo sfondo.

Distanza (D/H _T)	Angolo α	Altezza percepita (H/H _T)	Giudizio sulla altezza percepita
1	45°	1	<i>Alta</i> , si percepisce tutta l'altezza
2	26,6°	0,500	<i>Alta</i> , si percepisce dalla metà a un quarto dell'altezza della struttura
4	14,0°	0,25	
6	9,5°	0,167	<i>Medio alta</i> , si percepisce da un quarto a un ottavo dell'altezza della struttura
8	7,1°	0,125	
10	5,7°	0,100	<i>Media</i> , si percepisce da un ottavo a un ventesimo dell'altezza della struttura
20	2,9°	0,05	
25	2,3°	0,04	<i>Medio bassa</i> , si percepisce da 1/20 fino ad 1/40 della struttura
30	1,9°	0,0333	
40	1,43°	0,025	
50	1,1°	0,02	<i>Bassa</i> , si percepisce da 1/40 fino ad 1/80 della struttura
80	0,7°	0,0125	
100	0,6°	0,010	<i>Molto bassa</i> , si percepisce da 1/80 fino ad una altezza praticamente nulla
200	0,3°	0,005	

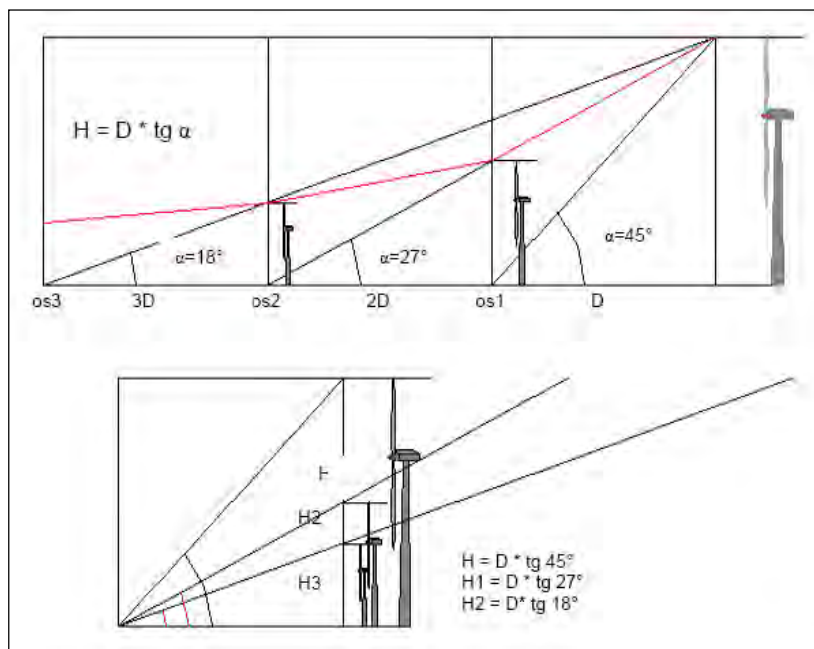


Figura 4-54: Schema di valutazione della percezione visiva

Sulla base del comune senso di valutazione, è possibile esprimere un commento qualitativo sulla sensazione visiva al variare della distanza, definendo un giudizio di percezione, così come riportato in tabella seguente.

I giudizi di percezione riportati in tabella sono riferiti ad una distanza base **D** pari all'altezza **HT** della turbina pari ad **(115 + 85) m = 200 m** nel caso specifico, ovvero ad un angolo di percezione α di 45° , in corrispondenza del quale la struttura viene percepita in tutta la sua .

Sulla base di queste osservazioni, si evidenzia come l'elemento osservato per distanze elevate tende a sfumare e si confonde con lo sfondo.

Le considerazioni sopra riportate si riferiscono alla percezione visiva di un'unica turbina, mentre per valutare la complessiva sensazione panoramica di un parco eolico composto da più turbine è necessario considerare l'effetto di insieme. A tal fine occorre considerare alcuni punti di vista significativi, ossia dei riferimenti geografici che, in relazione alla loro fruizione da parte dell'uomo (intesa come possibile presenza dell'uomo), sono generalmente da considerare sensibili alla presenza dell'impianto.

L'effetto di insieme dipende notevolmente oltre che dall'altezza e dalla distanza delle turbine, anche dal numero degli elementi visibili dal singolo punto di osservazione rispetto al totale degli elementi inseriti nel progetto.

Inoltre, la fruibilità del luogo stima la quantità di persone che possono raggiungere, più o meno facilmente, le zone più sensibili alla presenza del campo eolico, e quindi trovare in tale zona la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera. I principali fruitori sono le popolazioni locali e i viaggiatori **che percorrono le strade e le ferrovie**. L'indice di fruizione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie. In base alla posizione dei punti di osservazione e all'orografia della zona in esame si può definire un indice di affollamento del campo visivo.

In base alla posizione dei punti di osservazione e all'orografia della zona in esame si può definire un *indice di affollamento* del campo visivo.

In particolare, l'indice di affollamento IAF è definito come la percentuale di turbine eoliche che si apprezzano dal punto di osservazione considerato, assumendo una altezza media di osservazione (1,7 m per i centri abitati ed i punti di osservazione fissi, 1,5 m per le strade ad alto traffico).

Sulla base delle scale utilizzate per definire l'altezza percepita e l'indice di affollamento, l'indice di bersaglio può variare a sua volta fra un valore minimo e un valore massimo:

- il **minimo valore di B (pari a 0)**, si ha quando sono nulli H (distanza molto elevata), oppure IAF (aerogeneratori fuori vista),
- il **massimo valore di B** si ha quando H e IAF assumono il loro massimo valore, (rispettivamente HT e 1), cosicché BMAX è pari ad HT.

Dunque, per tutti i punti di osservazione significativi si possono determinare i rispettivi valori dell'indice di bersaglio, la cui valutazione di merito può anche essere riferita al campo di variazione dell'indice B fra i suoi valori minimo e massimo.

Applicazione della metodologia al caso in esame

Per l'applicazione della metodologia su descritta che condurrà alla stima dell'impatto paesaggistico/visivo all'impianto eolico in esame, la prima considerazione riguarda la scelta dei punti di osservazione.



La normativa di settore considera le componenti visivo percettive utili ad una valutazione dell'**impatto visivo** (anche cumulativo): *i fondali paesaggistici, le matrici del paesaggio, i punti panoramici, i fulcri visivi naturali ed antropici, le strade panoramiche, le strade di interesse paesaggistico.*

La rete infrastrutturale rappresenta la dimensione spazio temporale in cui si costruisce l'immagine di un territorio mentre i fondali paesaggistici rappresentano elementi persistenti nella percezione del territorio. Possono considerarsi dei fondali paesaggistici ad esempio il costone del Gargano, il costone di Ostuni, la corona del Sub Appennino Dauno, l'arco Jonico tarantino.

Per fulcri visivi naturali ed antropici si intendono dei punti che nella percezione di un paesaggio assumono particolare rilevanza come i filari, gruppi di alberi o alberature storiche, il campanile di una chiesa, un castello, una torre, ecc, I fulcri visivi costituiscono nell'analisi della struttura visivo percettiva di un paesaggio, sia punti di osservazione che luoghi la cui percezione va tutelata.

Nel caso in esame, è stata preliminarmente condotta una verifica dei BP **presenti nell'area contermini** e poi una analisi approfondita delle peculiarità territoriali allo scopo di identificare le componenti percettive da inserire tra i punti di vista.

È opportuno precisare che la scelta dei punti di vista è stata effettuata considerando un osservatore situato in punti direttamente e facilmente raggiungibili cioè strade di accesso alle masserie o lungo la **viabilità esistente prossima ai punti di vista belvedere (dall'altezza di autovetture o mezzi pesanti)**; sono, cioè, esclusi punti di vista aerei oppure viste da foto satellitari e/o da droni.

Si precisa, ad ogni modo, che si sta eseguendo una valutazione di un impatto visivo del quale **si vuole nascondere la presenza dell'impianto, ma** valutarne il risultato da un punto di vista qualitativo, sia per meglio progettare le opere di mitigazione che per stimarne la sostenibilità **nell'ambito di un nuovo concetto di paesaggio agro-industriale.**

Nella valutazione non si è considerata la presenza di vegetazione spontanea, erbacea ed arborea che, soprattutto nei periodi di fioritura e/o di massima crescita, costituiscono veri e propri schermi alla vista per gli automobilisti dal piano di percorrenza stradale.

Con questo non si vuole assolutamente **minimizzare la percezione dell'impianto, ma fornire una giusta e concreta valutazione dell'impatto relativamente alla componente visiva e di inserimento nel contesto paesaggistico, e la percezione ed effetto sulla componente antropica.**

Particolare importanza è stata data a questo tipo di impatti, soprattutto in considerazione di effetti cumulativi con impianti fra loro contermini, come si vedrà più dettagliatamente in seguito.

L'individuazione dei punti sensibili (segnalazioni archeologiche, segnalazioni architettoniche, tratturi, aree naturalistiche vincolate, belvedere, strade a valenza panoramica) dai quali effettuare l'analisi dell'inserimento paesaggistico dell'opera è stata determinata considerando un'area pari a 50 volte l'altezza complessiva della turbina, ovvero un raggio di 10.000 m da ciascuna turbina.

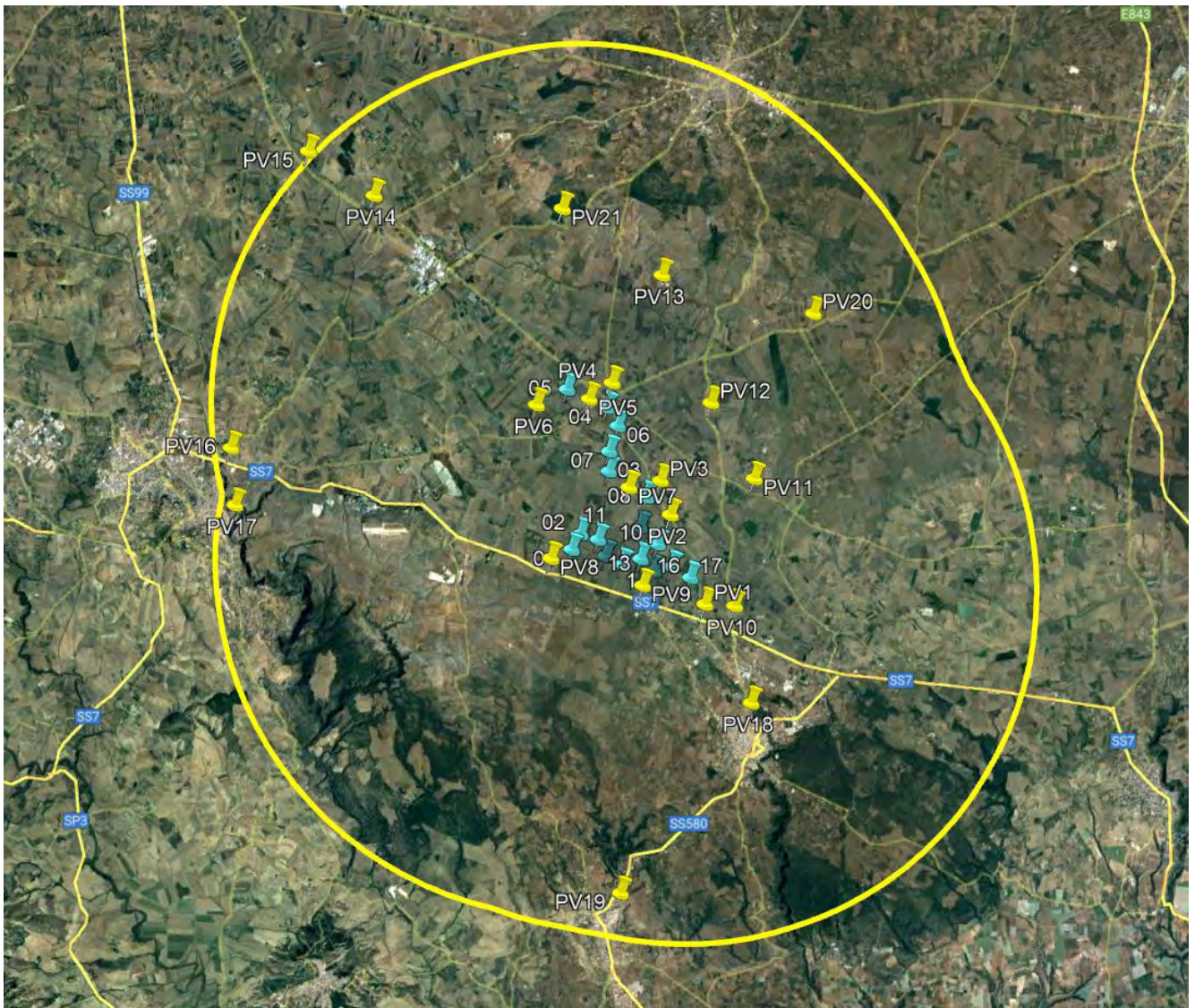


Figura 4-55: Individuazione dei punti sensibili all'interno delle aree contermini

Pertanto all'interno delle aree contermini sono individuati i seguenti Punti di Vista Sensibili:

- ❖ Punto 01 – SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72, Non Reintegrato, LATERZA;
- ❖ Punto 02 – MASSERIA ALBERONE (MSE46910) Segnalazione Architettonica, LATERZA;
- ❖ Punto 03 – JAZZO ANNARELLA, Segnalazione Architettonica, LATERZA;
- ❖ Punto 04 – SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258), Vincolo_Architettonico, SANTERAMO IN COLLE;
- ❖ Punto 05 – MASSERIA CHIANCONE (MSE46908), Segnalazione Architettonica, LATERZA;
- ❖ Punto 06 – MASSERIA PUGLIESE (MSE46907), Segnalazione Architettonica, LATERZA;
- ❖ Punto 07 – MASSERIA RODOGNA (MSE46906), Segnalazione Architettonica, LATERZA;
- ❖ Punto 08 – SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza;
- ❖ Punto 09 - SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza
- ❖ Punto 10 – SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza;
- ❖ Punto 11 – SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza;
- ❖ Punto 12 – SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901) Segnalazione Architettonica, Strada a Valenza paesaggistica, Laterza;
- ❖ Punto 13 – PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica, SANTERAMO IN COLLE
- ❖ Punto 14 – MASSERIA A IESCE, Segnalazione Architettonica, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta, ALTAMURA;
- ❖ Punto 15 – SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo (ARC0506) Vincolo Archeologico, ALTAMURA;
- ❖ Punto 16 – SS7 Strada a Valenza paesaggistica, Matera;
- ❖ Punto 17 – Belvedere Sassi di Matera;
- ❖ Punto 18 – SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica, Matera;
- ❖ Punto 19 – via Matrice, Ginosa;
- ❖ Punto 20 – SP51, Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72 – Gioia del Colle;

- ❖ Punto 21 – SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica - SANTERAMO IN COLLE.

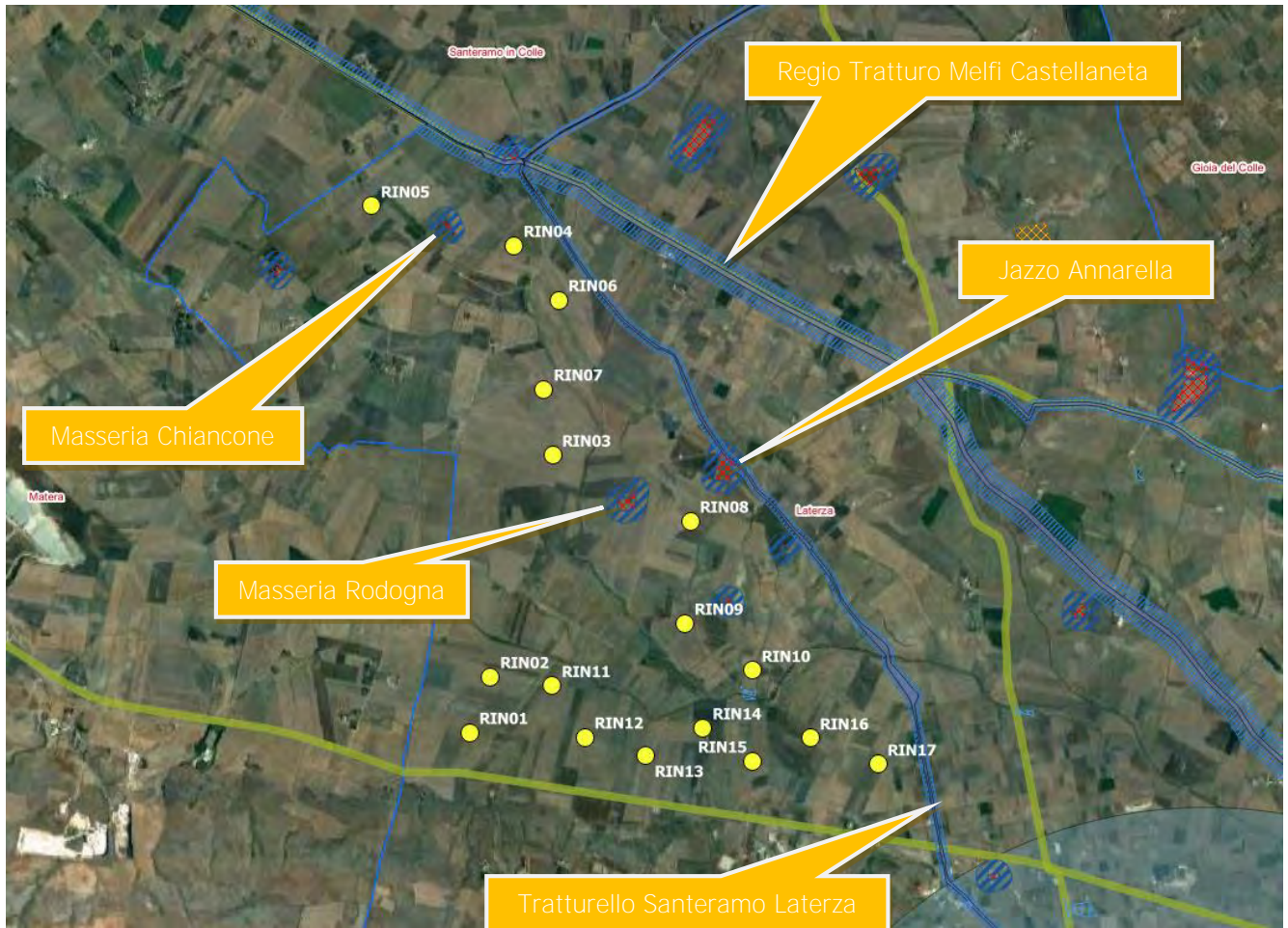


Figura 4-56: Beni culturali immobili, archeologici e paesaggistici e layout di progetto in un area più prossima all'impianto

Come si evince dallo stralcio cartografico sopra riportato, nell'area più prossima al progetto sono presenti diversi Beni paesaggistici, che diventano i punti di vista per lo studio dell'impatto visivo.

Dalla analisi territoriale e vincolistica effettuata i punti di vista considerati nella valutazione sono:

B	PUNTI DI VISTA	Distanza (m)	Quota (m s.l.m.)
1	SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72	858	360
2	MASSERIA ALBERONE (MSE46910)	862	366
3	JAZZO ANNARELLA	628	377
4	SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258)	715	375
5	MASSERIA CHIANCONE (MSE46908)	459	381
6	MASSERIA PUGLIESE (MSE46907)	967	386
7	MASSERIA RODOGNA (MSE46906)	543	374
8	SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	635	378
9	SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	512	368
10	SP19 – Strada a Valenza paesaggistica	1490	353
11	SP22 – Strada a Valenza paesaggistica	3130	350
12	SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901), Strada a Valenza paesaggistica	2720	372
13	PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica	3780	358
14	MASSERIA A IESCE, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta	7770	375
15	SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo (ARC0506) Vincolo Archeologico	9990	358
16	SS7 Strada a Valenza paesaggistica	10100	344
17	Belvedere Sassi di Matera	9740	355
18	SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica	3950	351
19	via Matrice, Ginosa	9340	230
20	Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72	6400	380
21	SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica	4990	402

Calcolo degli indici: applicazione della metodologia al caso di studio

Per calcolare il Valore del Paesaggio VP, si sono attribuiti i seguenti valori ai su citati Indici:

- Indice di Naturalità (N) è stato calcolato attraverso la media dell'indice N - **N= 6,5**
- Indice di Qualità attuale dell'ambiente percettibile (Q) è stato calcolato attraverso la media dell'indice Q - **Q= 3**

- Indice Vincolistico (V) - **V= 0,5**

Si deduce, quindi, che il valore da attribuire al paesaggio è:

VP= 6,5

Pertanto, per calcolare la **Visibilità dell’Impianto VI**, si sono attribuiti i seguenti valori ai su citati Indici:

Calcolo degli indici P (Panoramicità) e F (Frubilità)

	PUNTI BERSAGLIO	INDICE P	INDICE F
1	SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72	1	0,10
2	MASSERIA ALBERONE (MSE46910)	1	0,10
3	JAZZO ANNARELLA	1	0,10
4	SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258)	1	0,10
5	MASSERIA CHIANCONE (MSE46908)	1	0,10
6	MASSERIA PUGLIESE (MSE46907)	1	0,10
7	MASSERIA RODOGNA (MSE46906)	1	0,10
8	SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
9	SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
10	SP19 – Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
11	SP22 – Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
12	SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901), Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
13	PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica	1	0,10
14	MASSERIA A IESCE, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta	1	0,10
15	SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo (ARC0506) Vincolo Archeologico	1	0,10
16	SS7 Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
17	Belvedere Sassi di Matera	1	0,10
18	SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica	1	0,10
19	via Matrice, Ginosa	1	0,10
20	Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72	1	0,10
21	SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica	1	0,10

Calcolo dell'indice bersaglio B

	PUNTI BERSAGLIO	Distanza (m)	HT (m)	tg α	Altezza percepita H (m)	Indice affollamento (IAF)	Indice di bersaglio B
1	SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72	858	200	0,2331	46,6200	0,05	2,33
2	MASSERIA ALBERONE (MSE46910)	862	200	0,2320	46,4037	0,05	2,32
3	JAZZO ANNARELLA	628	200	0,3185	63,6943	0,05	3,18
4	SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258)	715	200	0,2797	55,9441	0,05	2,80
5	MASSERIA CHIANCONE (MSE46908)	459	200	0,4357	87,1460	0,05	4,36
6	MASSERIA PUGLIESE (MSE46907)	967	200	0,206825	41,3650	0,05	2,07
7	MASSERIA RODOGNA (MSE46906)	543	200	0,3683	73,6648	0,05	3,68
8	SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	635	200	0,3150	62,9921	0,05	3,15
9	SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	512	200	0,3906	78,1250	0,05	3,91
10	SP19 – Strada a Valenza paesaggistica	1490	200	0,1342	26,8456	0,05	1,34
11	SP22 – Strada a Valenza paesaggistica	3130	200	0,0639	12,7796	0,05	0,64
12	SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901), Strada a Valenza paesaggistica	2720	200	0,0735	14,7059	0,05	0,74
13	PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica	3780	200	0,0529	10,5820	0,05	0,53
14	MASSERIA A IESCE, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta	7770	200	0,0257	5,1480	0,05	0,26
15	SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo (ARC0506) Vincolo Archeologico	9990	200	0,0200	4,0040	0,05	0,20
16	SS7 Strada a Valenza paesaggistica	10100	200	0,0198	3,9604	0,05	0,20
17	Belvedere Sassi di Matera	9740	200	0,0205	4,1068	0,05	0,21
18	SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica	3950	200	0,0506	10,1266	0,05	0,51
19	via Matrice, Ginosa	9340	200	0,0214	4,2827	0,05	0,21
20	Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72	6400	200	0,0313	6,2500	0,05	0,31
21	SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica	4990	200	0,0401	8,0160	0,05	0,40

Pertanto, l'impatto sul paesaggio è complessivamente pari ai seguenti valori.

	PUNTI BERSAGLIO	Valore del paesaggio VP	Visibilità dell'impianto VI	Impatto sul paesaggio IP	Impatto Paesaggistico
1	SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72	6,5	2,43	16	Alto
2	MASSERIA ALBERONE (MSE46910)	6,5	2,42	16	Alto
3	JAZZO ANNARELLA	6,5	3,28	21	Alto
4	SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258)	6,5	2,90	19	Alto
5	MASSERIA CHIANCONE (MSE46908)	6,5	4,46	29	Alto
6	MASSERIA PUGLIESE (MSE46907)	6,5	2,17	14	Alto
7	MASSERIA RODOGNA (MSE46906)	6,5	3,78	25	Alto
8	SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	6,5	3,25	21	Alto
9	SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica	6,5	4,01	26	Alto
10	SP19 – Strada a Valenza paesaggistica	6,5	1,44	9	Medio Alto
11	SP22 – Strada a Valenza paesaggistica	6,5	0,74	5	Medio basso
12	SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901), Strada a Valenza paesaggistica	6,5	0,84	5	Medio basso
13	PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica	6,5	0,63	4	Medio basso
14	MASSERIA A IESCE, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta	6,5	0,36	2	Basso
15	SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo (ARC0506) Vincolo Archeologico	6,5	0,30	2	Basso
16	SS7 Strada a Valenza paesaggistica	6,5	0,30	2	Basso
17	Belvedere Sassi di Matera	6,5	0,31	2	Basso
18	SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica	6,5	0,61	4	Medio basso
19	via Matrice, Ginosa	6,5	0,31	2	Basso
20	Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72	6,5	0,41	3	Medio basso
21	SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica	6,5	0,50	3	Medio basso

da cui si può affermare che **l'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico oggetto della presente relazione è da considerarsi alto in prossimità delle turbine e da medio basso a basso, nell'area vasta di interesse.**

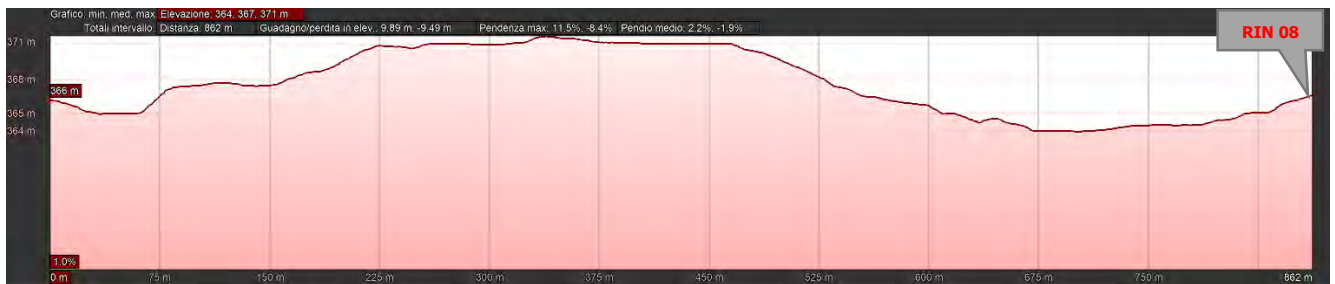
L'indagine osservazionale condotta dai ventuno punti in esame, ha evidenziato come la morfologia del territorio e la sua conformazione vegetazionale, tendano pressoché a nascondere la visuale delle

torri, mitigandone così l'impatto visivo. Inoltre, la distanza che intercorre tra i suddetti punti e l'impianto di progetto, ne riduce la visibilità. La tesi è avvalorata dalle sezioni territoriali di seguito riportate, eseguite nei punti di maggiore interesse fino alla prima turbina più prossima.

Punto di vista 1: SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72



Punto di vista 2: MASSERIA ALBERONE (MSE46910)



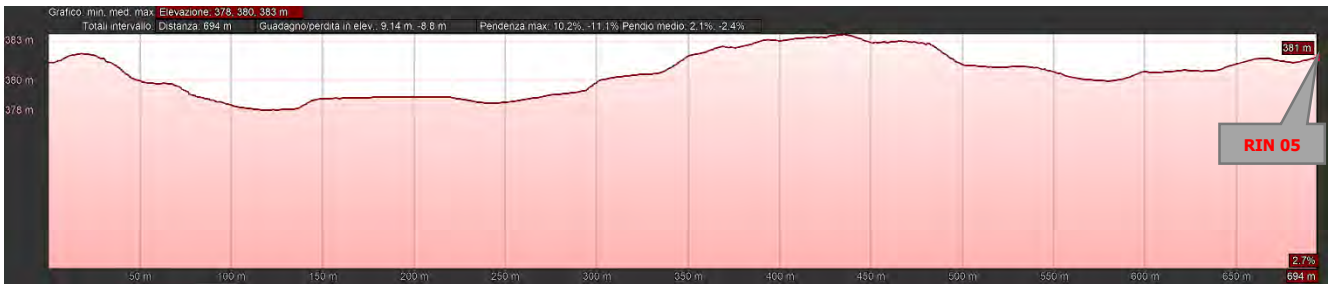
Punto di vista 3: JAZZO ANNARELLA



Punto di vista 4: SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-
MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258)



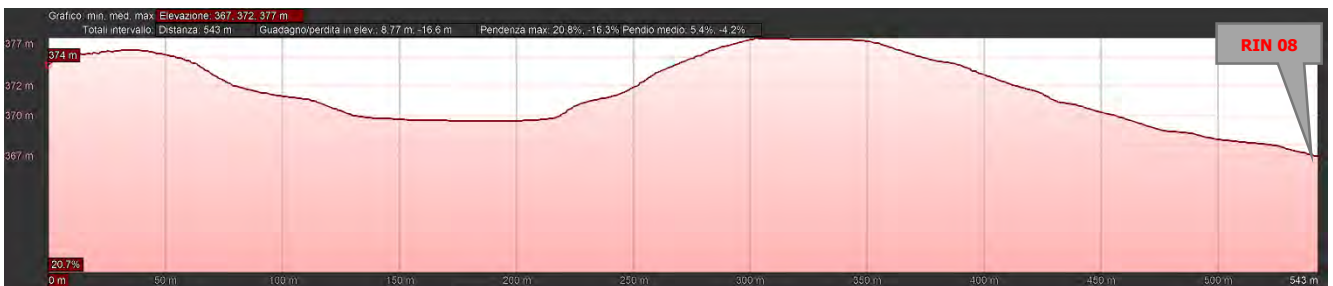
Punto di vista 5: MASSERIA CHIANCONE (MSE46908)



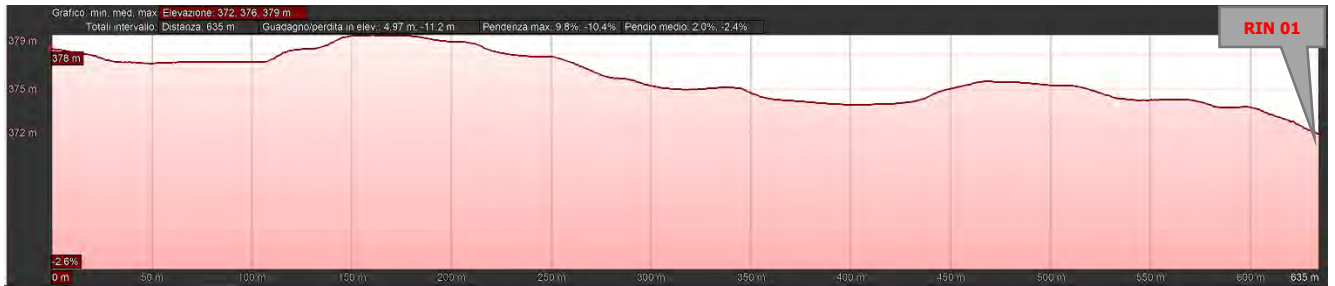
Punto di vista 6: MASSERIA PUGLIESE (MSE46907)



Punto di vista 7: MASSERIA RODOGNA (MSE46906)



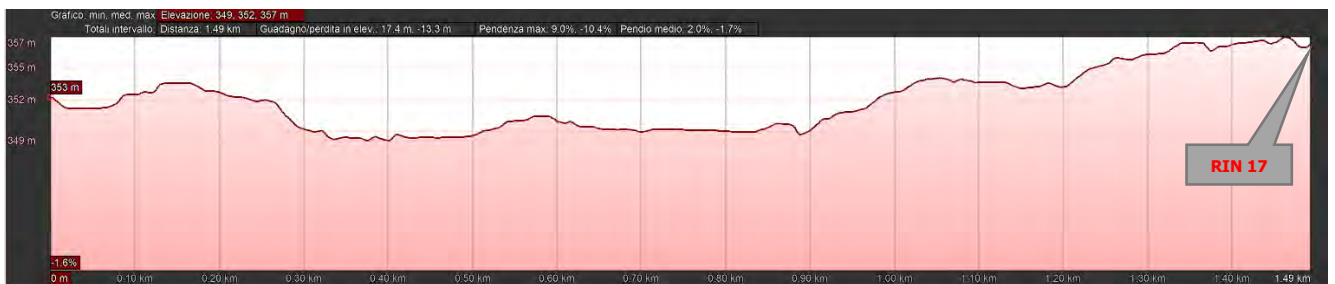
Punto di vista 8: SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica



Punto di vista 9: SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica



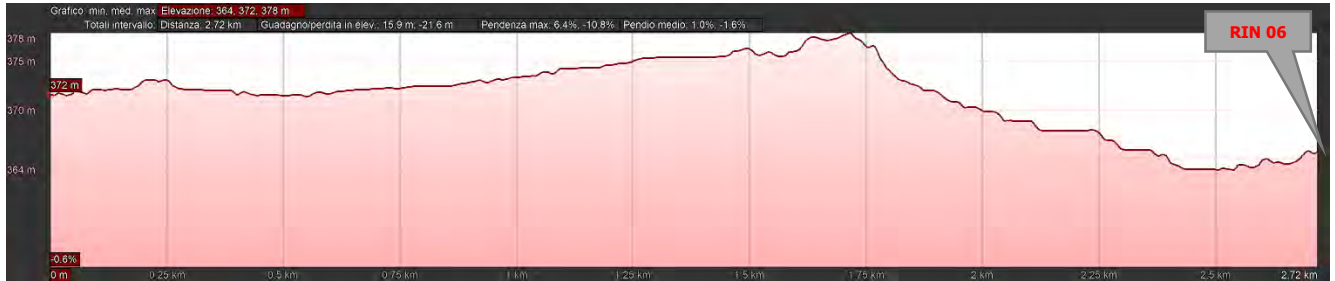
Punto di vista 10: SP19 – Strada a Valenza paesaggistica



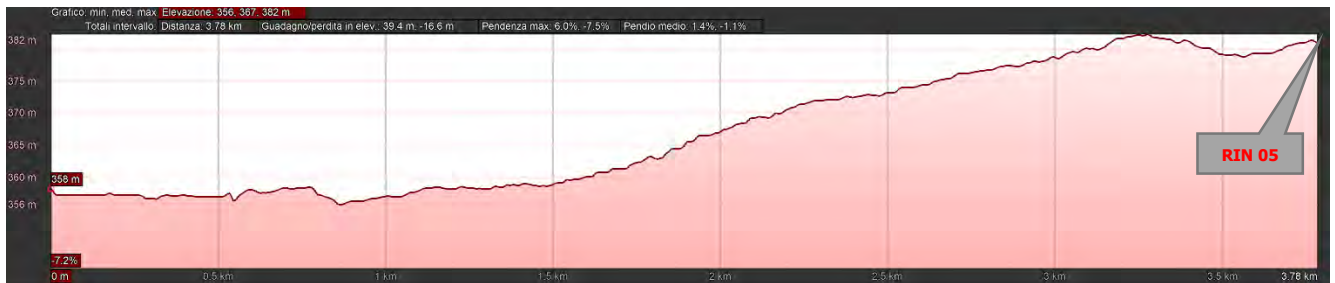
Punto di vista 11 – SP22 – Strada a Valenza paesaggistica



Punto di vista 12 - SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901) Segnalazione Architettonica,
Strada a Valenza paesaggistica



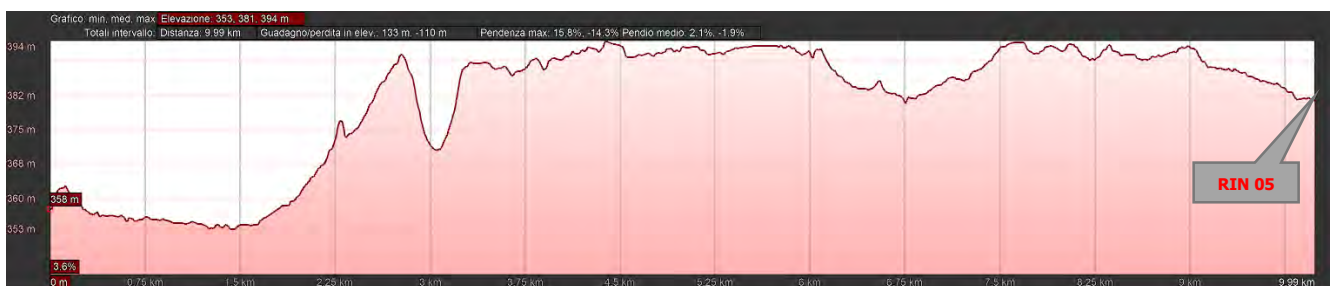
Punto di vista 13 - PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica



Punto di vista 14 - MASSERIA A IESCE, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio
Tratturo Melfi



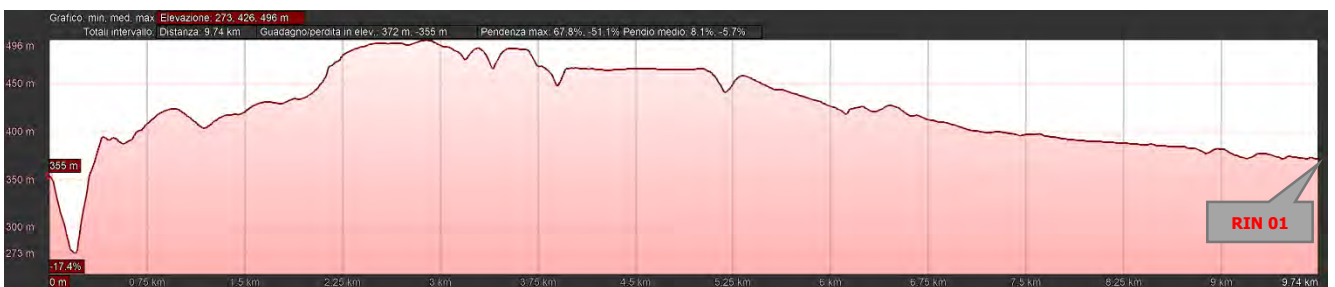
Punto di vista 15 - SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo
(ARC0506) Vincolo Archeologico



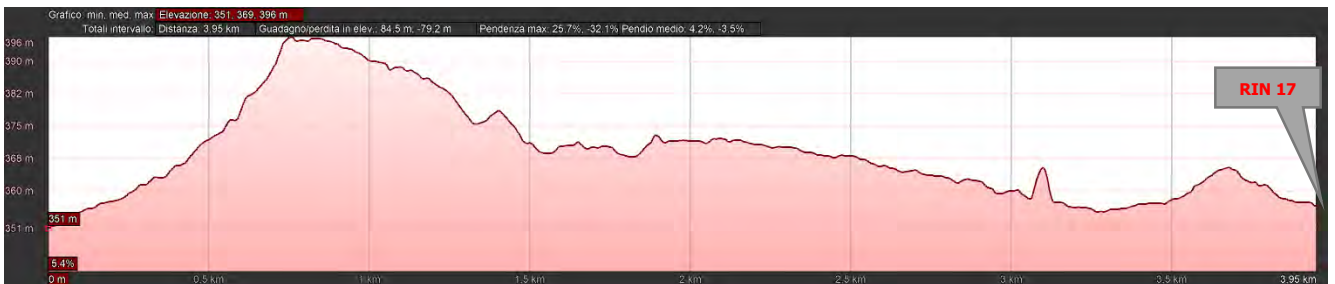
Punto di vista 16: SS7 Strada a Valenza paesaggistica



Punto di vista 17: Belvedere Sassi di Matera



Punto di vista 18: SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica



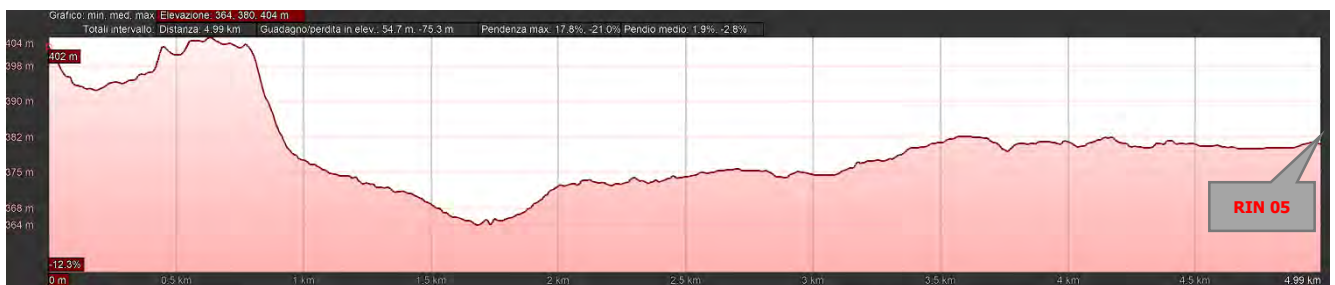
Punto di vista 19: via Matrice, Ginosa



Punto di vista 20: SP51, Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72



Punto di vista 21: SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO



Dall'analisi della conformazione morfologia del territorio lungo le panoramiche individuate emerge come in alcuni casi **l'impatto può ritenersi basso ed in alcuni casi nullo**.

In alcuni dei punti su esaminati esistono elementi morfologici del territorio che si interpongono come ostacoli tra il punto di vista ed il parco eolico.

Inoltre, al fine di una valutazione ancora più approfondita della **visibilità dell'impianto**, dai punti sensibili su individuati, è stata effettuata un'analisi comparativa sullo stato dei luoghi *ante operam* e *post operam*. La valutazione è stata condotta mediante fotoinserti, attraverso i quali è possibile determinarne **l'impatto visivo**.

Quindi, si è proceduto all'elaborazione di **fotosimulazioni realistiche e ad una mappa della visibilità teorica** in modo da comprendere l'entità della visibilità rispetto ai sentieri tratturali, alle segnalazioni architettoniche ed archeologiche ed ad altri elementi significativi contermini.

Per la valutazione degli impatti determinati dalla presenza dell'impianto sulla componente paesaggio, la cui previsione assume una notevole importanza con lo scopo si rimanda all'allegato AM04 - *Relazione Paesaggistica*.

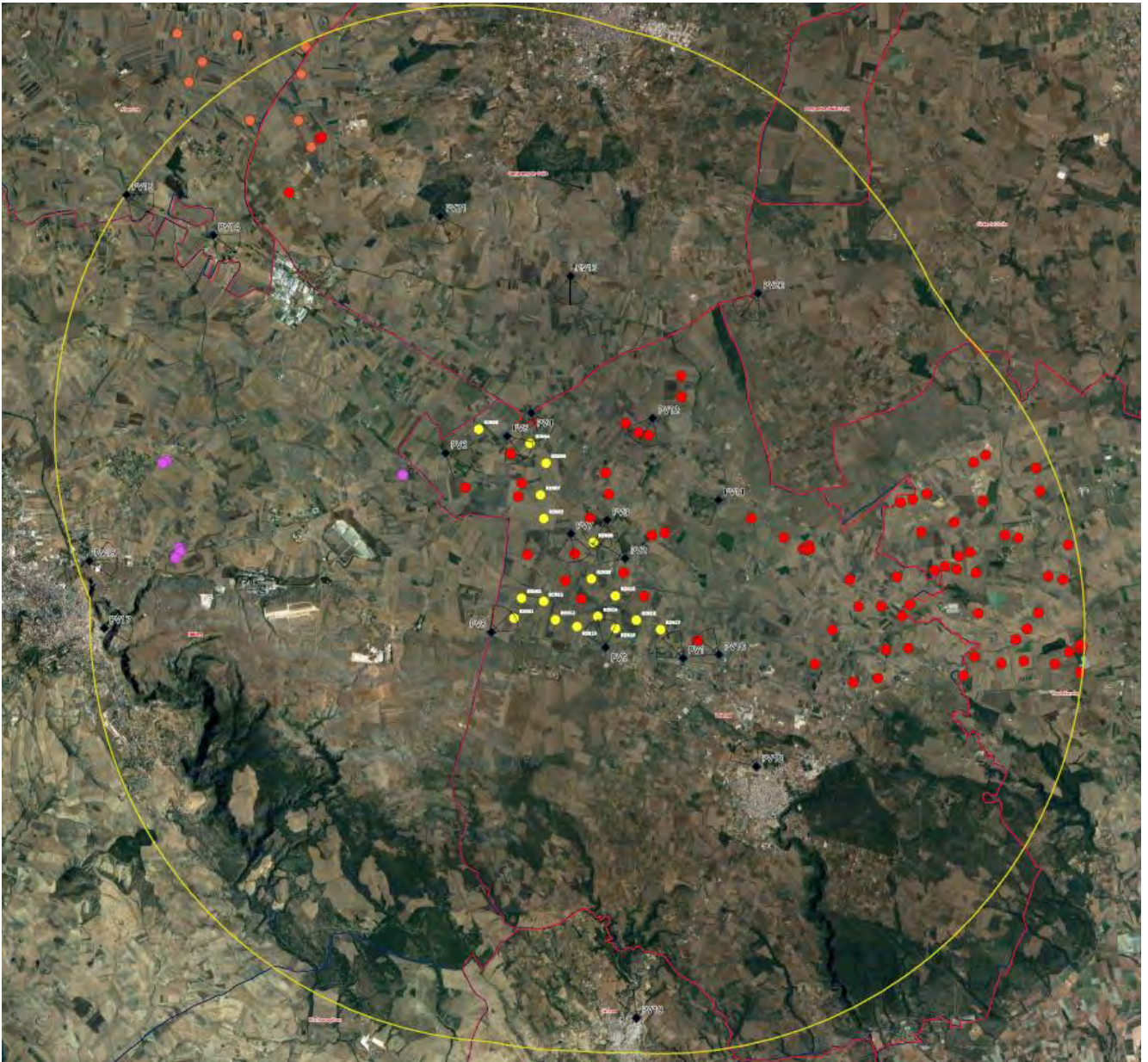


Figura 4-57: Individuazione dei punti di ripresa per i fotoinserimenti

- Punto di Vista 01 – SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72, Non Reintegrato, LATERZA

PUNTI DI VISTA n.1 - SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72, Non Reintegrato, LATERZA - ante operam



PUNTI DI VISTA n.1 - SP 17 - Regio Tratturello Santeramo Laterza, N 72, Non Reintegrato, LATERZA - post operam



Figura 4-58: Punto 01 fotoinserimenti ante e post operam

Le panoramiche sopra riportate raffigurano la visuale che avrebbe un osservatore che percorre la strada provinciale SP17, Tratturello Santeramo Laterza. Il parco eolico è parzialmente visibile e successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di entità alta.**

- Punto 02 - MASSERIA ALBERONE (MSE46910) Segnalazione Architettonica, LATERZA
PUNTI DI VISTA n.2 - MASSERIA ALBERONE (MSE46910) Segnalazione Architettonica, LATERZA - ante operam



PUNTI DI VISTA n.2 - MASSERIA ALBERONE (MSE46910) Segnalazione Architettonica, LATERZA - post operam



Figura 4-59: Punto 02 fotoinserimenti ante e post operam

Anche dal punto di vista 2, il parco eolico è parzialmente visibile. La panoramica si riferisce ad un osservatore posto nei pressi della Masseria Alberone (MSE46910). Come riscontrabile il parco eolico risulta visibile. Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di entità alta.**

➤ Punto 03.a - JAZZO ANNARELLA, Segnalazione Architettonica, LATERZA

PUNTI DI VISTA n.3 - JAZZO ANNARELLA, Segnalazione Architettonica, LATERZA- ante operam



PUNTI DI VISTA n.3 - JAZZO ANNARELLA, Segnalazione Architettonica, LATERZA - post operam



Figura 4-60: Punto 03.a fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 3, simula la vista del parco eolico dalla Segnalazione Architettonica Jazzo Annarella, nel comune di Laterza. Come riscontrabile il parco eolico risulta visibile. Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di entità alta.**

- Punto 04 - SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258), Vincolo_Architettonico, SANTERAMO IN COLLE

PUNTI DI VISTA n.4 - SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258), Vincolo_Architettonico, SANTERAMO IN COLLE - ante operam



PUNTI DI VISTA n.4 - SP22 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N.21, STAZIONE DI PORTA-MASSERIA CON CHIESETTA (ARK0258), Vincolo_Architettonico, SANTERAMO IN COLLE - post operam



Figura 4-61: Punto 04 fotoinserimenti ante e post operam

Anche dal punto di vista 4, il parco eolico è visibile dalla viabilità SP22, ma è totalmente schermato rispetto al vincolo architettonico, in quanto mitigato da una coltre alberata.

Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di alta entità.**

- Punto 05 - MASSERIA CHIANCONE (MSE46908), Segnalazione Architettonica, LATERZA
PUNTI DI VISTA n.5 - MASSERIA CHIANCONE (MSE46908), Segnalazione Architettonica, LATERZA - ante operam



PUNTI DI VISTA n.5 - MASSERIA CHIANCONE (MSE46908), Segnalazione Architettonica, LATERZA - post operam



Figura 4-62: Punto 05 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 5 è posto a nord del parco eolico. Da questo punto il parco eolico è parzialmente visibile, alcune turbine (RIN 03, RIN04, RIN06 e RIN07) sono in primo piano, mentre le altre riempiono lo sfondo, risultando più o meno visibili, in maniera inversamente proporzionale alla loro distanza.

Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di alta entità.**

- Punto 06 - MASSERIA PUGLIESE (MSE46907), Segnalazione Architettonica, LATERZA
PUNTI DI VISTA n.6 - MASSERIA PUGLIESE (MSE46907), Segnalazione Architettonica, LATERZA - ante operam



PUNTI DI VISTA n.6 - MASSERIA PUGLIESE (MSE46907), Segnalazione Architettonica, LATERZA - post operam



Figura 4-63: Punto 06 fotoinserimenti ante e post operam

Anche dal punto di vista 6, il parco eolico è visibile. La panoramica si riferisce ad un osservatore posto nei pressi della Masseria Pugliese (MSE46907). Come riscontrabile il parco eolico risulta visibile. Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di entità alta.**

- Punto 07 - MASSERIA RODOGNA (MSE46906), Segnalazione Architettonica, LATERZA

PUNTI DI VISTA n.7 - MASSERIA RODOGNA (MSE46906), Segnalazione Architettonica, LATERZA - ante operam



PUNTI DI VISTA n.7 - MASSERIA RODOGNA (MSE46906), Segnalazione Architettonica, LATERZA - post operam



Figura 4-64: Punto 07 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 7, è collocato centralmente rispetto all'estensione areale del parco eolico in oggetto, in prossimità della Segnalazione Architettonica Masseria Rodogna (MSE46906). La visuale guarda in direzione sud, inquadrando 4 delle turbine del parco Laterza 1. Come già emerso nello studio del profilo morfologico, per entrambi le visuali, il parco eolico è visibile, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Alto alla presenza del parco eolico, va confermato.**

- Punto 08 - SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza (ALL.17)

PUNTI DI VISTA n.8 - SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza - ante operam



PUNTI DI VISTA n.8 - SS7 sud ovest Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza - post operam



Figura 4-65: Punto 08 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 8 è posto sulla strada a scorrimento veloce SS7 a sud ovest del parco eolico. Da questo punto il parco eolico è totalmente visibile, alcune turbine (RIN 01 e RIN 02) sono in primo piano, mentre le altre riempiono lo sfondo, risultando più o meno visibili, in maniera inversamente proporzionale alla loro distanza.

Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di alta entità.**

- Punto 09 - SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza

PUNTI DI VISTA n.9 – SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza



PUNTI DI VISTA n.9 – SS7 sud est Impianto – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza



Figura 4-66: Punto 09 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 9 è posto sulla strada a scorrimento veloce SS7 a sud est del parco eolico. Da questo punto il parco eolico è totalmente visibile, alcune turbine (RIN 13 e RIN 14) sono in primo piano, mentre le altre riempiono lo sfondo, risultando più o meno visibili, in maniera inversamente proporzionale alla loro distanza.

Successivamente all'analisi morfologica del terreno ed alla simulazione post opera, **si conferma il dato numerico del valore IP, la percezione visiva ed il corrispettivo impatto sono di alta entità.**

- Punto 10 - SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza

PUNTI DI VISTA n.10 – SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza



PUNTI DI VISTA n.10 – SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza



Figura 4-67: Punto 10 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 9 è posto **a sud dell'impianto**, sulla strada a valenza paesaggistica SP19, strada che costeggia ad ovest il parco eolico. Da tale viabilità, anche grazie alla conformazione morfologica del territorio, il parco è visibile. Le turbine più prossime, sono quelle più visibili (RIN 17 e RIN 16), per le restanti quella più lontana dista 7,8 km dal punto di vista 10, per cui l'altezza percepita è minima, perdendosi sullo sfondo della vista. **Il dato numerico del valore IP che attribuisce un valore Medio Alto alla presenza del parco eolico, va confermato.**

- Punto 11 - SP22 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza.
PUNTI DI VISTA n.11 – SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza



PUNTI DI VISTA n.11 – SP19 – Strada a Valenza paesaggistica, Laterza



Figura 4-68: Punto 11 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 11 è posto al centro dell'impianto, sulla strada a valenza paesaggistica SP22, strada posta ad ovest rispetto al parco eolico. Da tale viabilità, anche grazie alla conformazione morfologica del territorio, il parco è visibile. La turbina più prossima (RIN 08), ha una distanza di 3 km. E' evidente che la notevole distanza rende l'impianto meno visibile, in quanto si riduce notevolmente l'altezza percepita. **La vista post opera conferma il dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Medio Basso alla presenza del parco eolico.**

- Punto 12 - SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901) Segnalazione Architettonica, Strada a Valenza paesaggistica, Laterza.

PUNTI DI VISTA n.12 - SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901) Segnalazione Architettonica, Strada a Valenza paesaggistica, Laterza - ante operam



PUNTI DI VISTA n.12 - SP19 – MASSERIA PIETRO TUCCI (MSE46901) Segnalazione Architettonica, Strada a Valenza paesaggistica, Laterza - post operam



Figura 4-69: Punto 12 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 12, simula la vista del parco eolico dalla strada a valenza paesaggistica SP19, nei pressi della Segnalazione Architettonica Masseria Tucci, nel comune di Laterza.

La visuale guarda in direzione sud, inquadrando 4 delle turbine del parco Laterza 1. Come già emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è visibile, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuisce un valore Alto alla presenza del parco eolico, va confermato.**

➤ Punto 13 - PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica, SANTERAMO IN COLLE.

PUNTI DI VISTA n.13 - PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica, SANTERAMO IN COLLE - ante operam



PUNTI DI VISTA n.13 - PEDALI DI SERRA MORSARA Segnalazione Archeologica, SANTERAMO IN COLLE - post operam

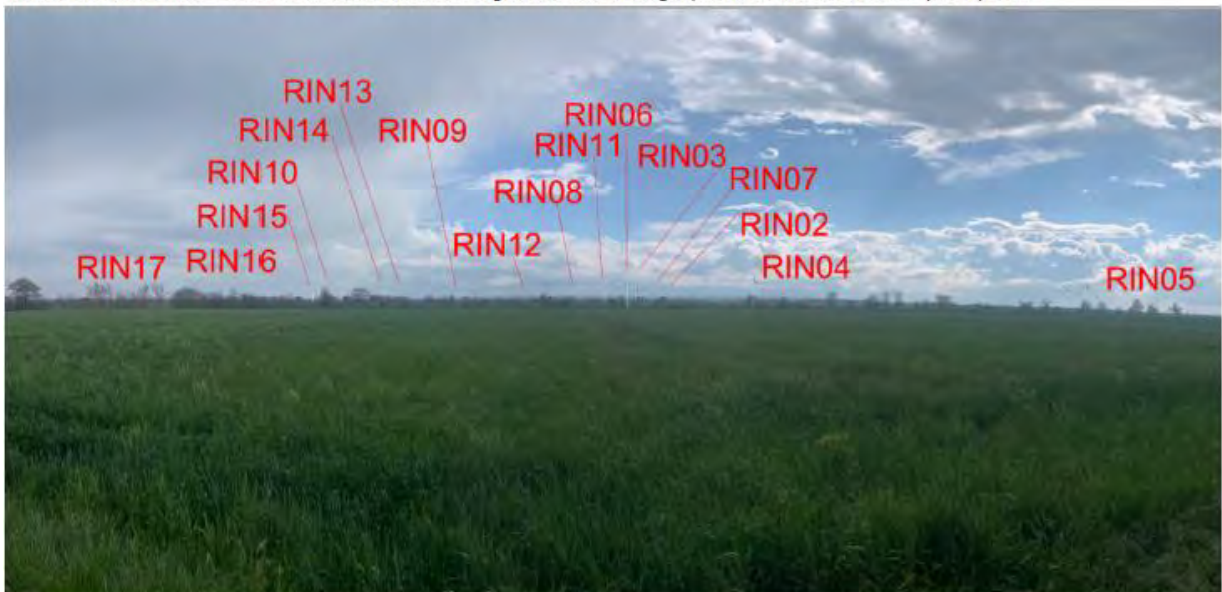


Figura 4-70: Punto 13 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 13, simula la vista del parco eolico da una viabilità nei pressi del Bene tutelato Pedali di Serra Morsara, nel comune di Santeramo in Colle. Il punto è posto a nord del parco eolico, ad una distanza dalla turbina più vicina di circa 4 km.

Nonostante la notevole distanza e come emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è visibile, anche se le turbine risultano elementi piuttosto piccoli, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuisce un valore Medio Basso alla presenza del parco eolico, va confermato.**

- Punto 14 - MASSERIA A IESCE, Segnalazione Architettonica, Vincolo Archeologico, (ARC0529), SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta, ALTAMURA.



Figura 4-71: Punto 14 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 14, simula la vista del parco eolico dalla SP41 (Regio Tratturo) nei pressi del Bene tutelato Masseria A IESCE, nel comune di Altamura.

In questo caso, la visuale del parco eolico è totalmente assente vista la conformazione morfologica del sito, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore Nullo.**

- Punto 15 - SP41 - Regio Tratturo Melfi Castellaneta N21, via Appia (SP22TA), Pisciuolo (ARC0506) Vincolo Archeologico, ALTAMURA.



Figura 4-72: Punto 15 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto di vista 15, simula la vista del parco eolico dalla via Appia, nel territorio di Altamura.

Anche in questo caso, la visuale del parco eolico è totalmente assente vista la conformazione morfologica del sito e la presenza di una schermatura naturale di alberature presenti lungo la viabilità, per cui **il dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore Nullo.**

- Punto di Vista 16 – SS7 Strada a Valenza paesaggistica, Matera
PUNTI DI VISTA n.16 – SS7 Strada a Valenza paesaggistica, Matera



PUNTI DI VISTA n.16 – SS7 Strada a Valenza paesaggistica, Matera



Figura 4-73: Punto 16 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 16 è posto sulla Strada Statale 7, in uscita dal territorio urbano di Matera, a circa 10 km dalla turbina più vicina del parco eolico. Come già emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è totalmente assente, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore Nullo.**

- Punto 17 – Belvedere Sassi di Matera;
PUNTI DI VISTA n.17 – Belvedere Sassi di Matera



PUNTI DI VISTA n.17 – Belvedere Sassi di Matera



Figura 4-74: Punto 17 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 17 è posto su di un belvedere dei Sassi di Matera, a circa 9,8 km dalla turbina più vicina del parco eolico (RIN 01). Come già emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è totalmente assente, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore Nullo.**

- Punto 18 – SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica, Matera;

PUNTI DI VISTA n.18 – SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica, Matera



PUNTI DI VISTA n.18 – SP19 Regio Tratturello Santeramo Laterza N72, Strada a Valenza paesaggistica, Matera



Figura 4-75: Punto 18 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 18 è posto sulla SP19, Regio Tratturello, strada a Valenza Paesaggistica, in uscita dall'abitato di Laterza, a circa 4 km dalla turbina più vicina del parco eolico (RIN 17). Come già emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è totalmente assente, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuisce un valore Medio Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore Nullo.**

- Punto 19 – via Matrice, Ginosa;
PUNTI DI VISTA n.19 – via Matrice, Ginosa



PUNTI DI VISTA n.19 – via Matrice, Ginosa



Figura 4-76: Punto 19 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 19 è posto in un punto di Belvedere, via Matrice, ai limiti dell'abitato di Ginosa, a circa 9 km dalla turbina più vicina del parco eolico (RIN 15). Come già emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è totalmente assente, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore Nullo.**

- Punto 20 – SP51, Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72 – Gioia del Colle;

PUNTI DI VISTA n.20 – SP51, Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72 – Gioia del Colle



PUNTI DI VISTA n.20 – SP51, Strada Panoramica, Regio Tratturello Santeramo Laterza n.72 – Gioia del Colle



Figura 4-77: Punto 20 fotoinserimenti ante e post operam

Il punto 20 è posto a nord ovest, sulla SP51, Regio Tratturello n.72, strada a Valenza Paesaggistica, a circa 6,5 km dalla turbina più vicina del parco eolico (RIN 06). Come già emerso nello studio del profilo morfologico, il parco eolico è quasi totalmente assente, anche per la presenza di vegetazione arborea presente nelle aree limitrofe a tale viabilità. L'unica turbina, che si intravede sullo sfondo è la RIN 04, per cui il **dato numerico del valore IP che attribuisce un valore Medio Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore molto Basso.**

- Punto 21 – SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica - SANTERAMO IN COLLE.

PUNTI DI VISTA n.21 – SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica - SANTERAMO IN COLLE



PUNTI DI VISTA n.21 – SP236 - Strada Panoramica, MASSERIA IACOVIELLO, Segnalazione Architettonica - SANTERAMO IN COLLE



Figura 4-78: Punto 21 fotoinserimenti ante e post operam

Dal **punto 21**, posto sulla SP236, nei pressi della Masseria Iacoviello, nel territorio comunale di Santeramo in Colle. il parco risulta parzialmente visibile, di quattordici turbine è visibile solo la sommità, mentre le altre sette sono totalmente schermate dalla conformazione del terreno. **Il dato numerico del valore IP che attribuiva un valore Medio Basso alla presenza del parco eolico, va aggiornato, infatti la percezione visiva ed il corrispettivo impatto hanno un valore di entità Basso.**

I fotoinserti rappresentano le visuali ante opera e post opera, che avrebbe un osservatore in prossimità dei punti di vista prescelti.

Considerata l'orografia del sito, la sua attuale destinazione d'uso, le sue caratteristiche ante opera e gli interventi di mitigazione previsti, si può cautelativamente classificare l'impatto sulla componente in esame come di media entità e di lunga durata.

Intervisibilità

In ragione di quanto detto fino ad ora, al fine di poter meglio analizzare l'impatto visivo che il parco eolico in esame produce sull'ambiente circostante, ed a recepimento degli indirizzi applicativi per la valutazione degli impatti ambientali di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, è stata elaborata una **carta di intervisibilità**.

La visibilità di un elemento è strettamente dipendente dal campo visivo dell'osservatore (angolo di percezione e distanza) e dalle caratteristiche fisiche intrinseche dell'elemento osservato (dimensioni e posizione spaziale).

In senso strettamente tecnico e basilare, l'analisi di visibilità si applica su un DEM o DTM, un modello di elevazione del terreno, calcolando, in base all'altimetria del punto di osservazione e dell'area osservata, quali regioni rientrano nel campo visuale.

Tale elaborazione estesa ad un'area calcolata considerando un raggio da ciascuna turbina pari a 50 volte la sua altezza complessiva, tiene conto della sola orografia del suolo prescindendo dall'effetto di occlusione visiva della vegetazione e di eventuali strutture mobili esistenti, in modo da consentire una mappatura dell'area di studio, non legata a fattori stagionali, soggettivi o contingenti (**parliamo quindi di intervisibilità teorica del parco**).

Nel caso esaminato quindi, **l'area di indagine sarà pari a 50 volte l'altezza complessiva della turbina, ovvero 10000 m**.

Nella mappa di seguito riportata è individuata la **visibilità teorica** di ciascuna turbina all'interno dell'area di indagine: dall'analisi della mappa si evince che ciascuna turbina **non è sempre visibile all'interno dell'area esaminata**, fenomeno dovuto all'andamento orografico dell'area in esame.



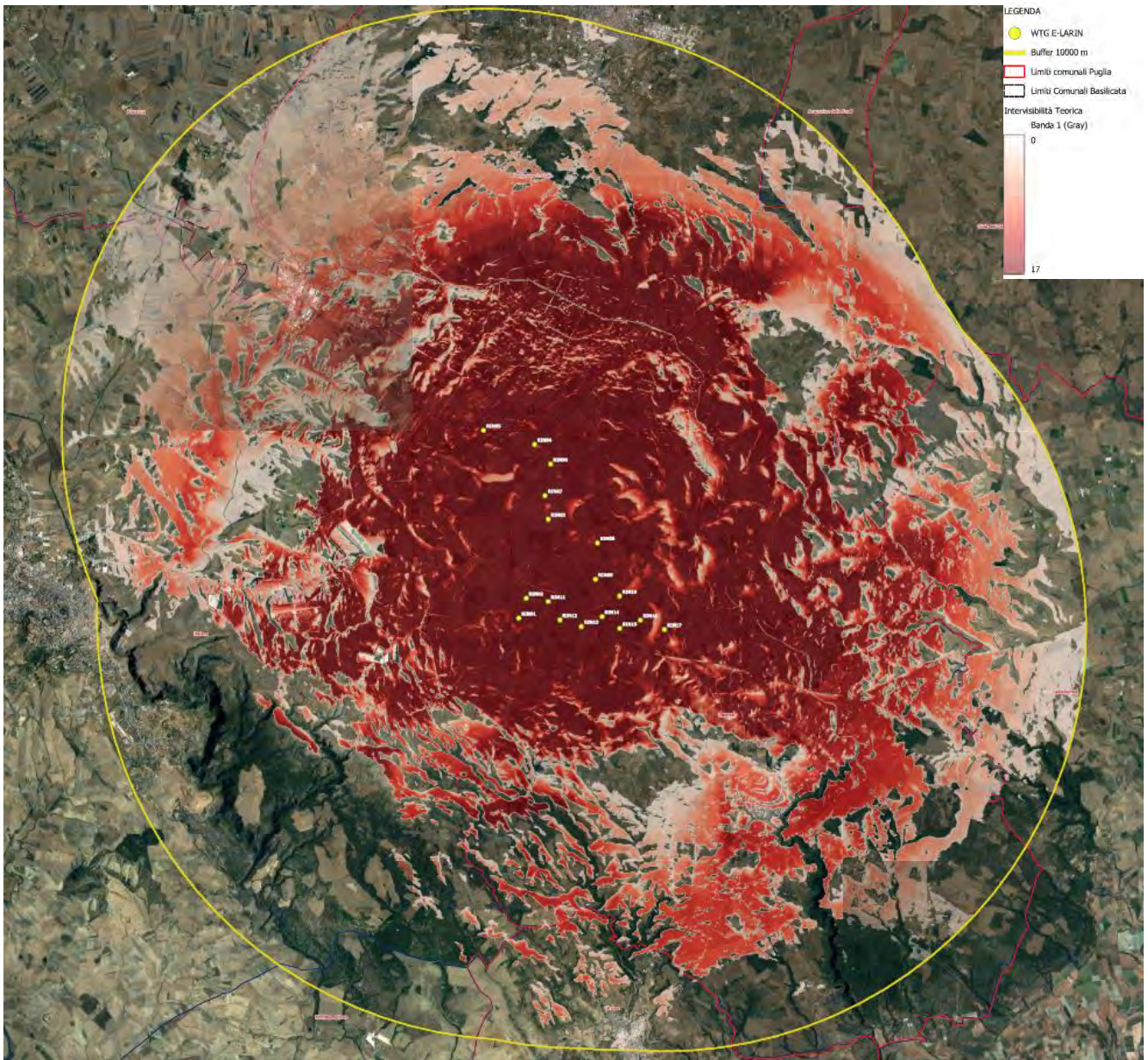


Figura 4-79: Mappa di intervisibilità teorica

La visibilità delle turbine è intrinsecamente connessa con l'andamento collinare dell'area vasta interessata dalla realizzazione delle opere e pertanto **la percezione delle turbine rispetto all'intera area di indagine si riduce sensibilmente verso il confine.**

Si evidenzia, inoltre, che l'analisi consente di determinare se da un punto all'interno dell'area di indagine è percepibile o meno una o più turbine costituenti il parco.

Si precisa che in questo tipo di analisi viene considerata visibile una turbina di cui si percepisce anche solo il rotore, ovvero anche se la vista risulta parziale.

Infine, come illustrato nel paragrafo precedente, **la visibilità dell'impianto viene ulteriormente ridotta laddove tra l'osservatore e le turbine si frappongono elementi schermanti** quali cespugli ed alberature.

Quindi anche dove è considerata visibile, potrebbe vedersi realmente solo una porzione delle turbine ed, addirittura, in alcuni punti di osservazione potrebbe risultare non visibile in seguito alla presenza di elementi schermanti naturali o antropici.



4.4.7. Agenti Fisici

4.4.7.1. Rumore e Vibrazioni.

Come illustrato nella *Studio previsionale di impatto acustico* le emissioni sonore previste dalle turbine in fase di esercizio consentono di affermare che i livelli di pressione sonora imposti dalla normativa sono ampiamente rispettati.

Le vibrazioni causate dalla movimentazione dei mezzi/macchinari di lavorazione durante le attività producono dei potenziali impatti che potrebbero interessare la salute dei lavoratori.

I potenziali effetti dipendono da:

- la distribuzione in frequenza dell'energia associata al fenomeno (spettro di emissione);
- l'entità del fenomeno (pressione efficace o intensità dell'onda di pressione);
- la durata del fenomeno.

Gli effetti del rumore sull'organismo possono avere carattere temporaneo o permanente e possono riguardare specificatamente l'apparato uditivo e/o interessare il sistema nervoso.

Tali alterazioni potrebbero interessare la salute dei lavoratori generando un impatto che può considerarsi **lieve e di breve durata**; tale interferenza, di entità appunto lieve, **rientra tuttavia nell'ambito della normativa sulla sicurezza dei lavoratori** che sarà applicata dalla azienda realizzatrice a tutela dei lavoratori.

Nel caso di specie è stato elaborato il sopra citato PR18 *Studio previsionale di Impatto Acustico*, al quale si rimanda, che ha determinato che:

FASE DI ESERCIZIO

- l'impatto acustico generato dagli aerogeneratori sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione in cui si è ipotizzato cautelativamente saranno inseriti i territori agricoli del comune di Laterza;
- relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore ambientale all'interno dei ricettori considerati, generate dalla presenza degli aerogeneratori in progetto, ricadono, ai sensi dell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, nella non applicabilità del criterio, in quanto inferiori ai livelli per i quali ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile;
- il traffico indotto dalla fase di esercizio non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

FASE DI CANTIERE

- **l'impatto acustico generato dalle fasi di cantiere di realizzazione del parco eolico, anche nell'ipotesi cautelativa di operatività contemporanea per la costruzione di tutte le torri, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione in cui si è ipotizzato cautelativamente sarà inserito il territorio agricolo del comune di Laterza;**
- **relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore ambientale all'interno dei ricettori considerati, generate dalla presenza degli aerogeneratori in progetto, ricadono, ai sensi dell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, nella non applicabilità del criterio, in quanto inferiori ai livelli per i quali ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile;**
- **il traffico indotto dalla fase di cantiere non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.**

4.4.7.2. Campi elettromagnetici.

Durante la fase di esercizio, **il cavidotto interrato** sotto strada esistente, non produce impatti sull'atmosfera, l'unica valutazione riguarda gli eventuali impatti da campi elettromagnetici sulla salute pubblica.

Nell'elaborato PR16 Relazione tecnica specialistica (alla quale si rimanda per maggiori approfondimenti), è stata calcolata, per i cavidotti interrati che si estendono dalle turbine alla sottostazione utente, in corrispondenza del valore massimo della corrente, cioè quando tutti gli aerogeneratori sono alla massima produzione si supererebbe anche la soglia di attenzione (SAE) dei limiti sul percorso del cavidotto, per una fascia di circa **2,63 m a destra e sinistra dell'asse dello stesso**, senza considerare gli effetti attenuativi indicati e trascurati per cautela.

Il tracciato del cavidotto interessa una viabilità esistente, con scarsi livelli di traffico e sovrapponendo la fascia di rispetto al percorso della canalizzazione interrata da realizzarsi dal campo eolico alla sottostazione utente non sono stati individuati recettori sensibili all'interno della fascia stessa.

5. MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE

5.1. Popolazione e salute umana

Di grande importanza risulta la fase di mitigazione degli impatti provocati sulla componente aria, anche se temporaneamente, durante i lavori, vista l'interdipendenza di tale componente con tutte le altre, compresa la vegetazione, il suolo, ecc.

Per tale motivo, al fine di minimizzare il più possibile gli impatti, si opererà in maniera tale da:

- adottare un opportuno sistema di gestione nel cantiere di lavoro prestando attenzione a ridurre l'inquinamento di tipo pulviscolare;
- utilizzare cave/discariche presenti nel territorio limitrofo, al fine di ridurre il traffico veicolare;
- bagnare le piste per mezzo degli idranti per limitare il propagarsi delle polveri nell'aria nella fase di cantiere;
- utilizzare macchinari omologati e rispondenti alle normative vigenti;
- ricoprire con teli eventuali cumuli di terra depositati ed utilizzare autocarri dotati di cassoni chiusi o comunque muniti di teloni di protezione onde evitare la dispersione di pulviscolo nell'atmosfera;
- ripristinare tempestivamente il manto vegetale a lavori ultimati, mantenendone costante la manutenzione.

Tutti gli accorgimenti suddetti, verranno attuati anche per la fase di dismissione.

5.1.1. Ricadute socio-economiche

I costi esterni, o esternalità, nella produzione d'energia elettrica sono quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato e non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma sono globalmente imposti alla società.

Essi comprendono tutti i danni procurati all'ambiente, sia naturale, sia costruito, ed alla salute dell'uomo durante l'intero ciclo di uno specifico combustibile e della relativa tecnologia (dall'acquisizione della risorsa, alla realizzazione ed esercizio degli impianti fino alla dismissione degli stessi).



Si stima che, complessivamente, i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE.

I tradizionali metodi di valutazione economica non ne tengono conto e ciò rende difficile un confronto omogeneo tra le diverse tecnologie, penalizzando quelle fonti, come le rinnovabili, caratterizzate da ridotto impatto ambientale.

Nella tabella che segue sono riportate le quantificazioni di tali esternalità, scaturite dal decennale progetto ExternE, finanziato dall'Unione Europea.

Tenologia	Carbone e lignite	Petrolio	Gas	Nucleare	Biomasse	Idro	FV	Eolico
€cen/kWh	2-15	3-11	1-3	0,2-0,7	0,08-3	0,03-1	0,6	0,05-0,25

Come si può notare un impianto eolico, tra le varie fonti di produzione di energia tradizionali e non, produce le esternalità minori quindi i più bassi danni ambientali a parità di energia prodotta.

Il consumo energetico, oggi basato principalmente sui combustibili fossili, è responsabile diretto delle emissioni inquinanti: CO, CO₂, SO_x, NO_x, CH₄, idrocarburi composti volatili e particolati vari.

Si deduce, quindi, che un impianto eolico produce notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Inoltre, in termini di elementi di valutazione socio-economica, la realizzazione del Parco potrà apportare al territorio indubbi vantaggi dal punto di vista economico, occupazionale e di sviluppo.

Risulteranno beneficiati dall'intervento gli agricoltori proprietari dei terreni, le Amministrazioni Comunali, le imprese di costruzione, le imprese di gestione.

Le imprese di costruzione nel settore civile (strade, fondamenta, opere varie) ed elettrico (cavidotti, cabine, linee), oltre che la stessa ENEL Distribuzione/Terna per le opere di allacciamento, saranno impegnate in interventi che prevedono indubbi ritorni di tipo occupazionale.

5.1.1.1. Analisi delle ricadute sociali e occupazionali

Il D.lgs. 28/2011, articolo 40, comma 3, lettera a) attribuisce al GSE il compito di: «sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili ed alla promozione dell'efficienza energetica».

L'analisi del GSE utilizza un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali (input – output) ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Tali matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M).

Il ricorso alle metodologie della Tavola input-output e della matrice di contabilità sociale (Sam, Social Accounting Matrix) permette inoltre la quantificazione degli impatti generati da programmi di spesa in termini di:

- ❖ effetti diretti su valore aggiunto e occupazione prodotti direttamente nel settore interessato dall'attivazione della domanda;
- ❖ effetti indiretti generati a catena sul sistema economico e connessi ai processi di attivazione che ciascun settore produce su altri settori di attività, attraverso l'acquisto di beni intermedi, semilavorati e servizi necessari al processo produttivo;
- ❖ effetti indotti - Matrice Sam - in termini di valore aggiunto e occupazione generati dalle utilizzazioni dei flussi di reddito aggiuntivo conseguito dai soggetti coinvolti nella realizzazione delle misure (moltiplicatore keynesiano).

L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcop pubblicata da Eurostat, permette, infine, di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.

5.1.1.2. Le ricadute monetarie

Creazione di valore aggiunto

Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.



Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Unità lavorative annue (ULA)

Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno. Ad esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (**mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti**) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER.

Valori Occupazionali

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) fissa i principali obiettivi al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il loro raggiungimento.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Figura 5-1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 – Fonte PNIEC

In termini di mix energetico primario al 2030 il gas naturale si mantiene la fonte principale. Decresce, invece, il consumo di solidi e petroliferi a favore delle fonti rinnovabili. Il 2030 è confrontato con l'ultimo anno a consuntivo disponibile, il 2016, i cui valori sono riportati nella figura sottostante.

L'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti dal Piano energia e clima determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma influenza anche il modo di produrre e utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato o all'evoluzione del sistema con politiche e misure vigenti. La spinta verso un 2050 a emissioni nette pari a zero, in

linea con la Long Term Strategy, innescherà una completa trasformazione del sistema energetico e necessiterà di nuove misure e politiche abilitanti dopo il 2030.

La sfida climatica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, in primis, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo.

Il Piano energia e clima produce un efficientamento che trasforma il sistema energetico e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale. Nel grafico che segue si riportano i risultati delle proiezioni fino al 2040 dello scenario PNIEC e un confronto con le previsioni dello scenario BASE.

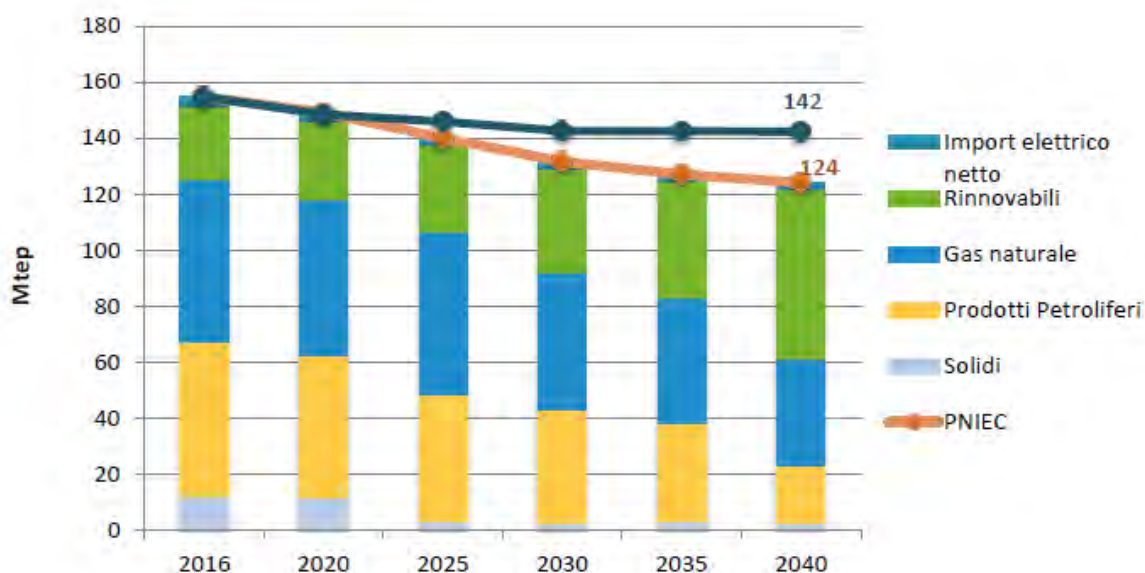


Figura 5-2: Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC – Fonte PNIEC

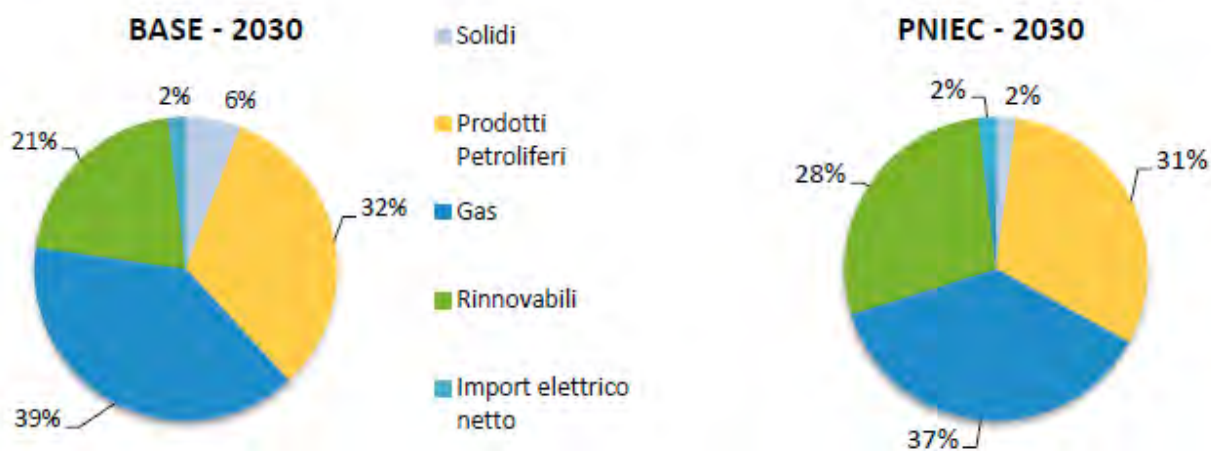


Figura 5-3: Mix del fabbisogno primario al 2030 – Fonte PNIEC

Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% al 2030 nello scenario PNIEC.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (circa 17% del mix primario) per accompagnare la trasformazione del sistema energetico verso un 2050 a zero emissioni. Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile fino al 2030, contribuendo al 39% della domanda di energia primaria. Nella proiezione PNIEC nel lungo periodo la competizione con **le FER e l'efficiamento di processi ed edifici portano a una contrazione del ricorso al gas naturale fossile** (passando dal 37% del 2030 a poco più del 30% al 2040).

Con riferimento alla sicurezza energetica, le proiezioni al 2040 indicano una netta riduzione della **dipendenza energetica, per l'effetto combinato dell'incremento delle risorse rinnovabili nazionali e della contrazione delle importazioni**, in particolare di combustibili fossili.

	2020	2025	2030	2040
Produzione nazionale	37.615	40.295	42.892	47.439
Solidi	50	-	-	-
Petrolio greggio	7.005	6.365	4.589	2.440
Gas naturale	4.750	4.340	2.445	1.010
Rinnovabili*	25.810	29.590	35.858	43.989

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Figura 5-4: Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC – Fonte PNIEC

	2020	2025	2030	2040
Importazioni nette	113.816	102.196	91.248	77.652
Solidi	11.590	2.966	2.812	3.006
Greggio e prodotti petroliferi	46.026	41.857	38.457	30.565
Gas naturale	51.088	53.456	46.468	39.755
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.427
Rinnovabili*	1.950	1.105	1.060	1.899

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Figura 5-5: Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC – Fonte PNIEC

	2020	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	75,2%	71,7%	68,0%	62,1%

Figura 5-6: Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040 – Fonte PNIEC

Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti (o BASE).

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello input/output riguardano le ricadute economiche, in termini di valore aggiunto e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata all'utilizzo e alla manutenzione dei beni per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori,

ma di **ULA** (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente a un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma a una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Il Piano stima in circa 117 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2017-2030.



SETTORE		Δ investimenti annui mld€ (2017- 2030)	Δ VA medio annuo mld€ (2017-2030)	Δ ULA temporanee medie annue (2017-2030)
Residenziale	Riqualificazione edilizia	3,1	2,1	39.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,4	0,2	4.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,2	-0,2	-3.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	1,1	0,8	13.000
Teleriscaldamento	Distribuzione	0,6	0,03	1.000
Terziario	Riqualificazione edilizia	1,7	1,2	22.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,1	0,1	1.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,1	-0,0	-1.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	0,0	0,0	0
	Illuminazione	0,7	0,5	4.000
Industria	Motori e usi elettrici	0,1	0,0	1.000
	Cogenerazione e caldaie	0,1	0,1	1.000
	Processi, incluso il recupero termico	0,3	0,2	3.000
Trasporti	Auto, motocicli, furgoni, bus, camion	1,9	0,2	3.000
Settore elettrico	Bioenergie	0,2	0,1	1.000
	Fossili	-0,2	-0,1	-1.000
	Geotermoelettrico	0,0	0,0	0
	Idroelettrico	0,0	0,0	0
	Fotovoltaico	2,2	0,9	15.000
	Solare termodinamico	0,1	0,0	1.000
	Eolico	0,6	0,4	5.000
Sistema elettrico	Sviluppo Rete di trasmissione nazionale	0,1	0,1	1.000
	Riqualificazione delle reti di distribuzione	0,3	0,2	2.000
	Impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici	0,7	0,5	5.000
Totale		13,4	7,3	117.000

**Figura 5-7: Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'applicazione del modello input - output –
 Fonte PNIEC**

Il seguente istogramma mostra invece l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER - E dal 2017 al 2030 secondo lo scenario PNIEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da 37.710 unità nel 2017 a 50.683 nel 2030, con un saldo positivo pari a 12.973 ULA (+34% circa).

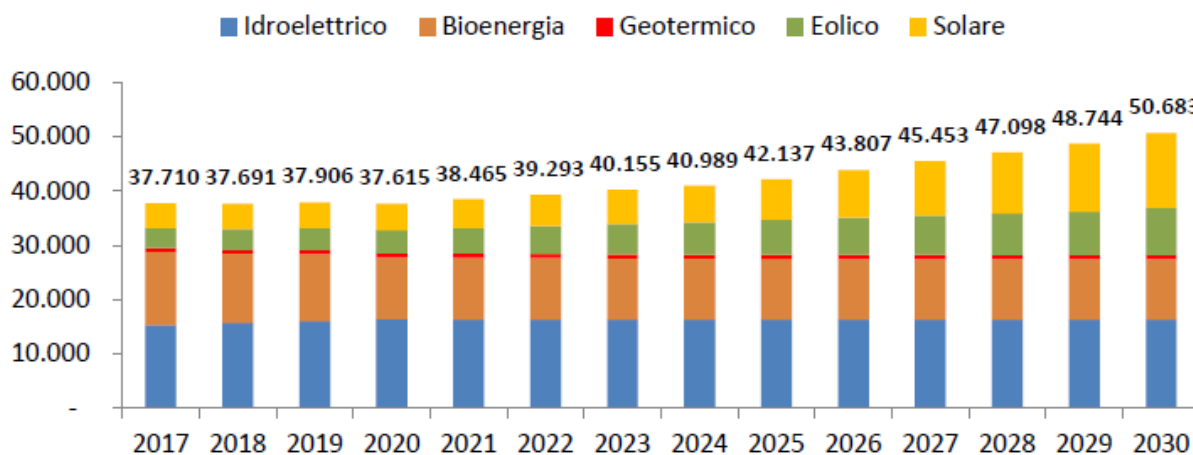


Figura 5-8: Andamento per fonte degli occupati permanenti conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-E secondo lo scenario PNIEC – Fonte PNIEC

Valore Aggiunto: 2020

Nel 2020, il settore FER ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 2,7 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%).

La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni, fermi restando i valori di gettito fiscale diretto.

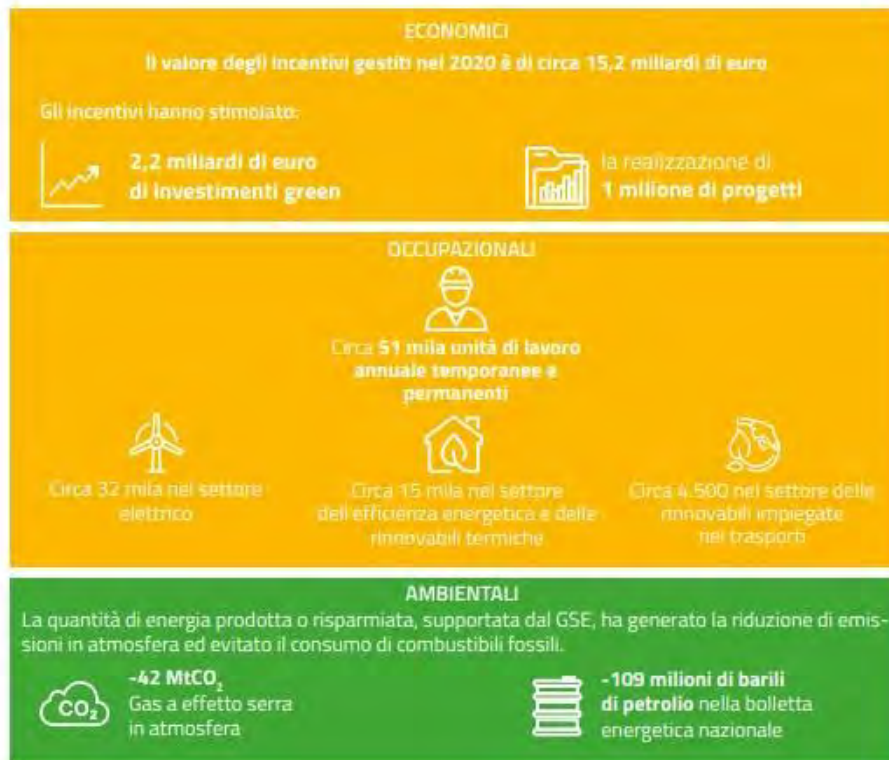
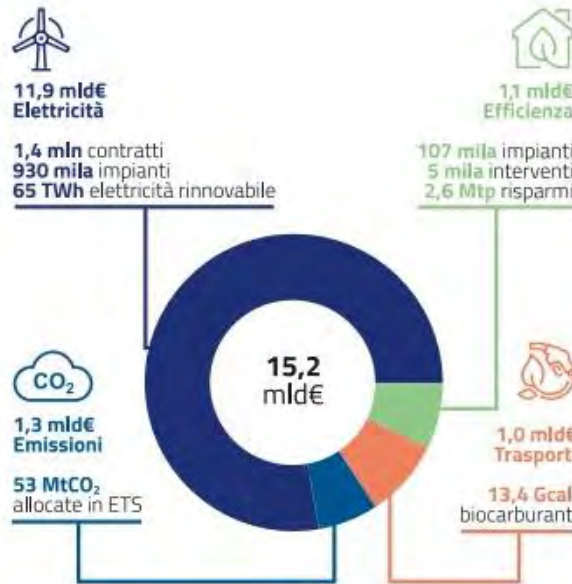


Figura 5-9: i principali benefici scaturiti dalle azioni sostenute dal GSE – Fonte GSE

5.1.1.3. Le ricadute economiche e occupazionali sul territorio

Sin dal 2012 il GSE monitora le ricadute economiche e occupazionali correlate alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica in Italia

I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Si riportano di seguito le valutazioni relative all'anno 2019 e quelle preliminari relative al 2020.

Si stima che nel 2019 siano stati investiti quasi 1,7 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (835 mln€) ed eolico (598 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 11.700 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 3,5 mld€ nel 2019, si ritiene abbia attivato oltre 33.500 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal fotovoltaico, dal biogas e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2019 si ritiene sia stato complessivamente di circa 3 mld€.

TECNOLOGIA	INVESTIMENTI [mln€]	SPESE O&M [mln€]	VALORE AGGIUNTO [mln€]	OCCUPATI TEMPORANEI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]	OCCUPATI PERMANENTI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]
Fotovoltaico	835	379	670	5.392	5.952
Eolico	598	326	536	4.139	3.775
Idroelettrico	117	1.051	855	1.051	11.893
Biogas	102	536	477	967	5.937
Biomasse solide	12	603	272	115	3.756
Bioliquidi	0	557	115	4	1.626
Geotermoelettrico	-	59	44	-	600
Totale	1.665	3.511	2.968	11.667	33.538

Figura 5-10: Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2019 – Fonte GSE

Per la realizzazione e il funzionamento degli impianti eolici assumono particolare rilievo alcune **caratteristiche ambientali e territoriali dei siti quali la ventosità, l'orografia, l'accessibilità**. Per tali ragioni, la presenza di impianti eolici non è omogenea sul territorio nazionale: nel Sud Italia, in particolare, si concentra il 96,5% della potenza eolica complessiva del Paese e il 92,4% del parco impianti in termini di numerosità.

Nel corso del 2020 la numerosità degli impianti eolici in Italia è aumentata di 16 unità rispetto alla fine dell'anno precedente (+0,3%).

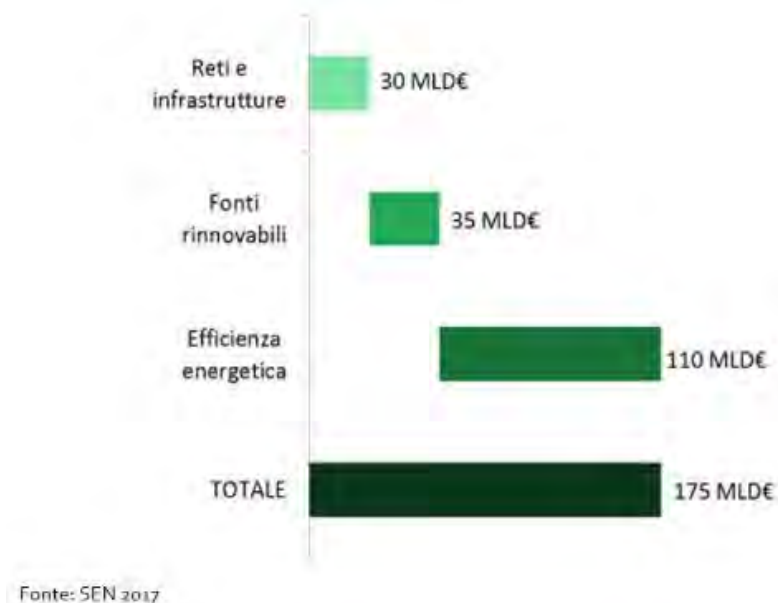
La Puglia è la regione con la seconda percentuale di impianti sul territorio nazionale (20,8%), subito dopo la Basilicata (25,0%).



Figura 5-11: Distribuzione regionale del numero degli impianti eolici a fine 2020 – Fonte GSE

5.1.1.4. La SEN 2017: investimenti e occupati

La SEN (Strategia Energetica Nazionale) prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.



- Fotovoltaico ed eolico: quasi competitivi, guideranno la transizione.
- **Idroelettrico: si dovrà principalmente mantenere in efficienza l'attuale parco impianti, cui si aggiungerà un contributo dai piccoli impianti.**
- Bioenergie: programmate verso usi diversi (ad es. biometano nei trasporti) per ottimizzare **le risorse. Favoriti i piccoli impianti connessi all'economia circolare**
- Altre tecnologie innovative: sostegno con strumenti dedicati.

Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua nel periodo 2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA temporanee; altrettanti occupati

potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018 - 2030.

5.1.1.5. Analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche connesse al progetto in oggetto

Con la realizzazione dell'impianto in oggetto della potenza di picco di circa 111,60 MW, si intende conseguire un significativo contributo energetico in ambito di produzione di energia elettrica, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Vento.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze di tutela ambientale;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Tutela dell'ambiente

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trovano come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Risparmio di combustibile;
- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Considerando l'impianto di LATERZA 1, l'energia stimata come produzione del primo anno e successivi risulta essere di circa 248.680 MWh possiamo considerare quanto segue in termini di attenzione per l'ambiente per il tempo di vita dell'impianto minimo di 20 anni.



Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie eoliche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo al risparmio di combustibile relativo all'impianto eolico di Laterza 1 può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Risparmio di combustibile	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	46.503
TEP risparmiate in 20 anni	930.063

Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive

L'impianto eolico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto eolico di Laterza 1 può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/k Wh)	474	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno (kg)	117.874.320	92.757	106.186	3.481
Emissioni evitate in 20 anni (kg)	2.357.486.400	1.855.152	2.123.727	69.630

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

È stata considerata a vantaggio di sicurezza una durata di gestione di 20 anni, che rappresenta certamente una durata minima, ma tali impianti, che hanno incentivi ormai molto vicini alla *grid parity* (visti i ribassi da fare nelle aste), avranno di sicuro un periodo gestionale di almeno 30 anni, durata compatibile con la tecnologia attuale di costruzione delle turbine eoliche.

Ricadute Occupazionali ed Economiche

Oltre ai benefici di carattere ambientale per cui la realizzazione dell'impianto comporta un forte contributo, l'iniziativa della realizzazione dell'impianto eolico **LATERZA 1** ha una importante ripercussione a livello occupazionale ed economico considerando tutte le fasi, dalle fasi preliminari di individuazione delle aree a quelle legate **all'ottenimento delle autorizzazioni, dalla fase di realizzazione,** a quelle di esercizio e manutenzione durante tutti gli anni di produzione della centrale elettrica.

In particolare, i benefici occupazionali ed economici sono riassumibili in:

- realizzazione dei lavori di costruzione delle turbine con il coinvolgimento certo di imprese locali, soprattutto per le opere civili e di movimento terra, quindi con importanti ricadute occupazionali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per le opere di manutenzione dopo la installazione);
- coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni, che si rendono necessari per la installazione delle turbine, e per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per gli interventi di manutenzione dopo la installazione);
- indennizzo ai proprietari dei suoli agricoli che avrebbero un giusto ristoro per la concessione di una residua porzione dei propri suoli, proseguendo allo stesso tempo e senza problemi le attività agricole locali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- indennizzo in termini di contribuzioni comunali come la tassa IMU connessa alle aree di sedime degli aerogeneratori, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- ristori economici comunali in termini di misure di compensazione conseguenti alla **installazione dell'impianto su suolo locale, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;**
- **introiti alle ditte locali connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto (ad esempio, istituti di vigilanza, fornitori di materiale elettrico, ecc.).**

Provando ad ipotizzare l'occupazione connessa alla realizzazione dell'impianto in termini di unità lavorative, secondo i parametri riportati dalle analisi di mercato redatte dal Gestore dei Servizi Energetici, possiamo assumere i seguenti parametri sintetici relativi alla fase di Realizzazione e alla fase di Esercizio e manutenzione (O&M):

- Realizzazione - Unità lavorative annue (dirette e indirette): 11 ULA/MW
- O&M – Unità lavorative annue (dirette e indirette): 0.6 ULA/MW

Nello specifico l'impianto LATERZA 1 di 111,6 MW contribuirà alla creazione delle seguenti unità lavorative annue:

- Realizzazione: 3663 ULA
- O&M: 66 ULA

Il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 13 mesi dall'inizio dei lavori alla entrata in esercizio dell'impianto. Considerando che la fase di progettazione esecutiva si avvierà quattro mesi prima dell'apertura del cantiere possiamo considerare 11 mesi come durata effettiva delle attività lavorative (senza considerare la attività di progettazione già svolta per la presentazione del presente progetto che ha richiesto circa 10 mesi di attività ed altre unità lavorative).

Le attività lavorative nelle fasi di costruzione possono essere sviluppate così come riportato nella tabella sottostante riportante il cronoprogramma dei lavori:

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
 e relative opere di connessione alla R. T.N.

Cronoprogramma

ATTIVITÀ	INIZIO DEL PIANO	DURATA DEL PIANO	PERIODI
1. Accantieramento	1	20	1-20
2. Realizz. adeguamento stradale e piazzole	20	260	20-260
3. Realizzazione fondazione	120	180	120-300
4. Realizzazione cavidotto MT e AT e ripristino	249	95	249-344
5. Realizzazione sottostazione (opere civili ed elettriche)	120	120	120-240
6. Trasporto e Montaggio Aerogeneratori	260	85	260-345
7. Opere RTN	225	120	225-345
8. Ripristino, avviamento e collaudo	285	120	285-405

ATTIVITÀ	INIZIO DEL PIANO	DURATA DEL PIANO	PERIODI
1. Accantieramento	1	20	1-20
2. Realizz. adeguamento stradale e piazzole	20	260	20-260
3. Realizzazione fondazione	120	180	120-300
4. Realizzazione cavidotto MT e AT e ripristino	249	95	249-344
5. Realizzazione sottostazione (opere civili ed elettriche)	120	120	120-240
6. Trasporto e Montaggio Aerogeneratori	260	85	260-345
7. Opere RTN	225	120	225-345
8. Ripristino, avviamento e collaudo	285	120	285-405

ATTIVITÀ	INIZIO DEL PIANO	DURATA DEL PIANO	PERIODI
1. Accantieramento	1	20	1-20
2. Realizz. adeguamento stradale e piazzole	20	260	20-260
3. Realizzazione fondazione	120	180	120-300
4. Realizzazione cavidotto MT e AT e ripristino	249	95	249-344
5. Realizzazione sottostazione (opere civili ed elettriche)	120	120	120-240
6. Trasporto e Montaggio Aerogeneratori	260	85	260-345
7. Opere RTN	225	120	225-345
8. Ripristino, avviamento e collaudo	285	120	285-405



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 371 di 420

Dal punto di vista delle **Ricadute Economiche**, il mercato delle rinnovabili conosce una fase ormai matura ed è quindi facile reperire sul territorio competenze qualificate il cui contributo è sicuramente **da considerare come una risorsa per la realizzazione dell'iniziativa in questione, dalla fase di sviluppo progettuale ed autorizzativo fino a quella di esercizio e manutenzione.**

Oltre al contributo specialistico e qualificato, le competenze locali giocano un ruolo importante sotto l'aspetto logistico. La seguente tabella descrive le percentuali attese del contributo locale, a seconda delle macro attività della fase operativa dell'iniziativa:

Fase di Costruzione	Percentuale attività Contributo Locale
Progettazione	100%
Preparazione area cantiere	100%
Realizzazione strade	100%
Installazione strutture fondazione	90%
Installazione strutture	90%
Installazione RIN	50%
Cavidotti MT/bt	100%
Preparazione aree e basamenti	100%
per Conversion Units	
Installazione Conversion Units	100%
Installazione elettrica Conversion	90%
Units	
Installazione cavi MT/bt	100%
Cablaggio	90%
Opere elettriche Sottostazione	90%
Commissioning	80%

In linea generale il principale apporto locale nella fase di realizzazione è rappresentato dalle attività legate alle opere civili ed elettriche che rappresentano approssimativamente il 15-20% del totale **dell'investimento.**

La restante percentuale è rappresentata dalle forniture delle componenti tecnologiche, tra cui le principali sono rappresentate dalle componenti delle RIN, dalle unità di conversione (Cabine di conversione "Inverter Stations"), dai trasformatori MT/bt, dai Trasformatori AT/MT e dalle strutture di supporto.

Ovviamente vanno anche considerate le attività direttamente connesse alle opere di montaggio e sistemazione stradale.

Come specificato in precedenza, le ricadute economiche positive sono anche quelle indirette dovute al coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di **tecnici esterni oltre ai contributi locali per l'amministrazione comunale, in termini di oneri contributivi ed indennizzi previsti come misure compensative.**

Quindi oltre ai **benefici di carattere ambientale** che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili, esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate, si hanno anche **benefici legati agli sbocchi occupazionali** derivanti dalla realizzazione di impianti eolici.

Come evidenziato dall'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche locali, **derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico**, *si stimano in circa 3663 le persone che saranno coinvolte direttamente nella progettazione, costruzione e gestione dell'impianto eolico senza considerare tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto.*

Oltre a ciò è importante valutare l'indotto economico che si può instaurare utilizzando le aree e le infrastrutture degli impianti per organizzare attività ricreative, educative, sportive e commerciali, **sempre nel rispetto dell'ambiente e del territorio di riferimento.**

Si tratta, infine, di aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio, ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termini ambientali (riduzione delle emissioni in atmosfera ad esempio), che in termini occupazionali e sociali, perché sorgente di innumerevoli occasioni di crescita e lavoro.

5.2. Biodiversità

Come interventi di mitigazione, da realizzarsi allo scopo di favorire l'inserimento ambientale dell'impianto eolico e ridurre gli impatti negativi sugli ecosistemi naturali a valori accettabili, verranno messi in atto i seguenti accorgimenti:

- verrà ripristinata il più possibile la vegetazione eliminata durante la fase di cantiere per esigenze lavorative;
- verranno restituite le aree, quali piste, stoccaggio materiali etc., impiegate nella fase di cantiere e non più utili nella fase di esercizio;
- verrà impiegato ogni accorgimento utile a contenere la dispersione di polveri in fase di cantiere, come descritto nella componente atmosfera;
- verrà limitata al minimo la attività di cantiere nel periodo riproduttivo delle specie animali.

Concludendo le tipologie costruttive saranno tali da garantire la veicolazione della piccola fauna nonché la piena funzionalità ambientale del territorio circostante.

In fase di redazione esecutiva del parco eolico in oggetto ed in accordo con i vari enti gestori delle aree boscate dell'area vasta interessata dall'intervento si individueranno le tipologie costruttive e la loro giusta collocazione.

Si propone, all'interno delle aree IBA, a sud e a nord rispetto alle turbine, l'installazione di Carnai che rappresentano un mezzo molto valido per il sostegno delle popolazioni di uccelli necrofagi, ampiamente utilizzato in tutto il mondo.

Se ne ipotizzano di due tipologie che saranno valutate e scelte in accordo con l'ente gestore dell'area IBA.

Il primo è quello più classico formato da una recinzione antipredatori terrestri, che chiude solitamente un ettaro di terreno, meglio se in pendenza per facilitare l'involo degli uccelli una volta appesantiti dal cibo. Nell'immagine seguente un Carnaio progettato per la specie capovaccaio, ubicato in Provincia di Matera.



Figura 5-12: Esempio di posizionamento Carnaio classico in loc. Bosco del Comune a Matera

La seconda tipologia, proposta per garantire il sostegno delle popolazioni di uccelli nonché la piena funzionalità ambientale del territorio circostante, **prevede l'installazione di piattaforme di alimentazione (mangiatoie)**, come da immagine che segue.

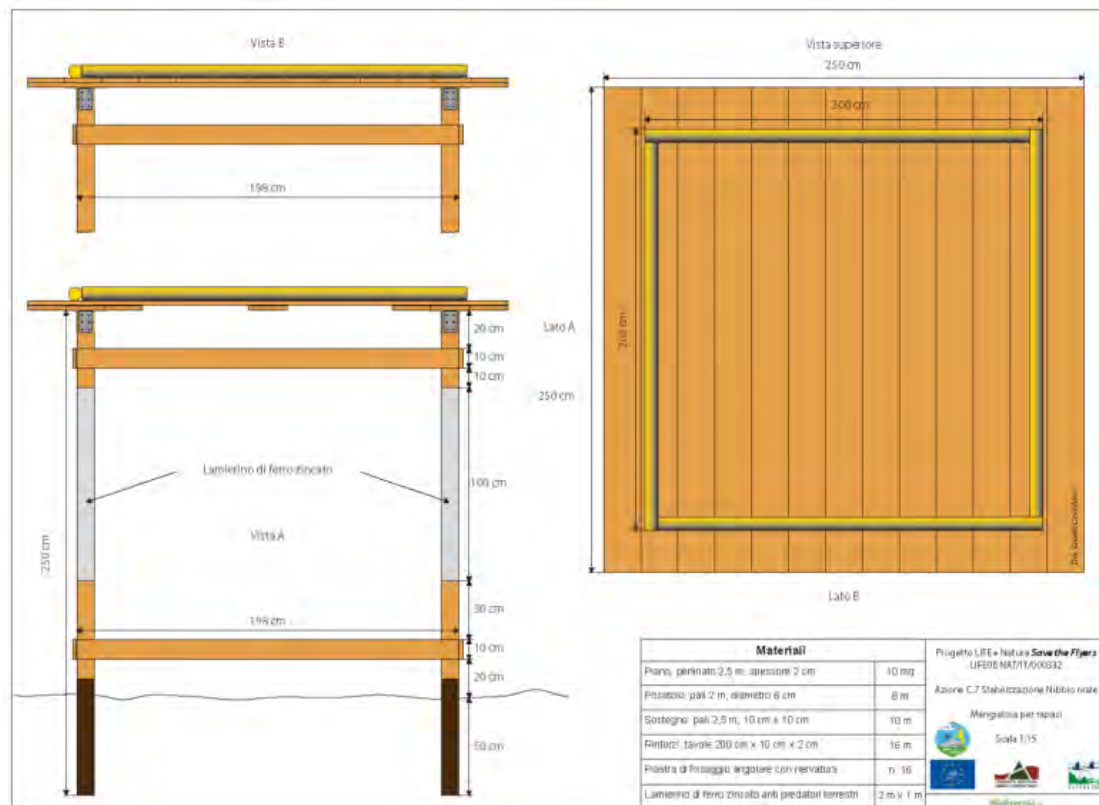


Figura 5-13: Esempi di piattaforme di alimentazione (mangiatoia)

Entrambi i sistemi descritti offrono l'opportunità di diventare un punto di osservazione a distanza ravvicinata, permetterebbero di vedere specie diverse di uccelli e di approfondire la conoscenza delle specie presenti nella zona. Tale osservazione potrebbe essere sia scientifica che ludica a supporto delle scolaresche del territorio di area vasta.

I carnai collocati lungo le rotte migratorie di rapaci necrofagi rappresentano degli importanti punti di sosta (stopover) nei quali essi trovano il cibo e la tranquillità necessari per proseguire con maggiore sicurezza il loro viaggio da e verso i quartieri di svernamento.



Figura 5-14: Rotte migratorie

Inoltre, i servizi ecosistemici offerti dai carnai e dagli stessi rapaci necrofagi sono molto importanti. Infatti l'uso di carnai riduce le emissioni di CO2 altrimenti prodotte dalla rimozione, dal trasporto e dall'incenerimento delle carcasse di bestiame o degli scarti di macelleria.

La presenza di carnai aziendali ha fatto sorgere in Europa nuove attività ecoturistiche legate alla possibilità di osservare da vicino animali altrimenti molto schivi. Sono stati creati dei carnai privati, con osservatori dai quali le persone possono ammirare e fotografare gli animali mentre si alimentano.

Anche in Italia si sta sviluppando questo tipo di ecoturismo, con strutture che coniugano la protezione della natura e l'osservazione con la fotografia naturalistica.

In abbinamento alle attività di monitoraggio in fase di esercizio da attuare attraverso la presenza di un operatore nei periodi e con la frequenza su indicata, si è previsto un sistema di rilevamento costante. Dopo aver analizzato in dettaglio l'area di indagine, si intende utilizzare un sistema **integrato di monitoraggio ambientale e telerilevamento per il territorio circostante attraverso il loro rilevamento automatico.** Sono stati individuati due punti strategici per tale monitoraggio (Rif. Immagine seguente), il primo (C1) posto nell'area a nord dell'impianto (prossimo alla RIN05), il secondo (C2) posto a sud a ridosso (prossimo alle RIN 12 e 13).



Figura 5-15: Punti di Monitoraggio in continuo dell'area vasta di impianto

Il sistema è in grado di Monitorare in continuo l'area visivamente, grazie all'utilizzo di telecamere ad alto fattore di zoom comandabili anche da remoto.

Il sistema di monitoraggio adopera un'architettura di telecomunicazione che utilizza una rete radio UHF dedicata e un sistema GPRS/UMTS, ed è composto da:

- ❖ n.1 centro operativo con software per la gestione, il controllo remoto e la raccolta di immagini e scansioni provenienti dalle postazioni a campo. Il fulcro del sistema di allertamento è il software CAE web-based Fi.De.Sys2 (Fire Detection System);
- ❖ n.1 telecamera dome (a cupola);
- ❖ n.1 sistema di sicurezza e videosorveglianza.

Quindi, le misure di compensazione offerte, permettono al parco eolico in oggetto, di fornire un triplice servizio, quello di sostenere le popolazioni di uccelli presenti nell'area vasta e quello di fornire una opportunità di osservazione della fauna alla comunità locale e turistica e quello di monitoraggio in continuo dell'area vasta di impianto.

5.3. Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare

Le opere di mitigazione relative agli impatti provocati sulla componente suolo e patrimonio agroalimentare, coincidono per la maggior parte con le scelte progettuali effettuate.

Inoltre il Proponente si impegna:

- a ripristinare le aree di terreno temporaneamente utilizzate in fase di cantiere per una loro restituzione alla utilizzazione agricola, laddove possibile;
- interrimento dei cavidotti e degli elettrodotti lungo le strade esistenti in modo da non occupare suolo agricolo o con altra destinazione;
- ripristino dello stato dei luoghi dopo la posa in opera della rete elettrica interrata;
- utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica per la realizzazione delle cunette di scolo ed i muretti di contenimento eventuali.

Le superfici interessate dalle aree di cantiere e le relative piste di accesso saranno interessate, al termine dei lavori, da interventi di ripristino dello stato originario dei luoghi, finalizzati a riportare lo

status pedologico e delle fitocenosi in una condizione il più possibile vicina a quella ante-operam. Il ripristino delle aree di interrimento si compone delle seguenti attività:

- a) pulizia delle aree interferite, con asportazione di eventuali rifiuti e/o residui di lavorazione;
- b) restituzione all'uso del suolo ante-operam:**

In caso di ripristino in praterie o pascoli erbacei si prevede la realizzazione di inerbimenti mediante semine di miscugli di **specie erbacee autoctone o, in casi di soprassuoli cespugliati l'eventuale** piantagione di specie arbustive in coerenza con la vegetazione potenziale.

Il criterio guida nei nuovi impianti sarà quello di utilizzare materiale di propagazione di specie autoctone. In particolare, l'inerbimento delle superfici interessate dalle aree di cantiere verrà effettuato per fornire una prima copertura utile per la difesa idrogeologica e per attivare i processi pedogenetici del suolo. La rapida copertura vegetale delle superfici denudate permetterà di limitare al massimo la colonizzazione da parte di specie infestanti e determinerà il recupero dei luoghi dal punto di vista paesaggistico ed ambientale. Per gli inerbimenti si ricorrerà alla semina di adeguati miscugli, anche **impiegando tecniche di semina meccanica (es. idrosemina), con l'obiettivo di** realizzare un manto erboso possibilmente permanente, in grado di proteggere il terreno dall'erosione superficiale e di garantire un buon processo di umificazione del terreno. Particolare attenzione sarà destinata alla definizione della composizione dei miscugli. Come detto, le specie da utilizzare saranno individuate tra quelle autoctone, preferibilmente perenni, dopo approfondite valutazioni sulla composizione floristica (reale e potenziale) nelle aree di intervento. Il miscuglio da utilizzare presenterà una dotazione di specie rustiche, e conterrà, se possibile, consociazioni bilanciate di graminacee e leguminose, sì da sfruttare la capacità **di queste ultime di fissare l'azoto atmosferico**. I periodi di semina saranno preferibilmente quello primaverile-estivo e quello estivo-autunnale.

5.4. Geologia ed acque

Come evidenziato né le attività di cantiere né l'attività in esercizio rappresentano aspetti critici a carico della componente acqua sia in termini di consumo, sia in termini di alterazione della qualità a causa di scarichi diretti in falda.



In **fase di cantiere**, se ritenuto opportuno, verrà predisposto un sistema di regimazione e captazione delle acque meteoriche per evitare il dilavamento delle aree di lavoro da parte di acque superficiali provenienti da monte.

Quindi verrà evitato lo scarico sul suolo di acque contenenti oli e/o grassi rilasciati dai mezzi oppure contaminate dai cementi durante le operazioni di getto delle fondazioni.

Infine verranno garantite adeguate condizioni di sicurezza durante la permanenza dei cantieri, in modo che i lavori si svolgano senza creare, neppure temporaneamente, un ostacolo significativo al regolare deflusso delle acque.

In **fase di esercizio**, avendo verificato le intersezioni che il tracciato del cavidotto interrato ha con alcune aste di corsi d'acqua, è stato redatto un idoneo studio idraulico che ne ha verificato la fattibilità di tali attraversamenti. Sono state individuate e classificate le intersezioni e ne è stata trovata la migliore soluzione progettuale per l'attraversamento senza causare interferenze con la componente idrologia superficiale.



5.4.1. Attraversamenti Idraulici

Di seguito un stralcio dell'elaborato PR06_Studio di compatibilità idraulica e idrologica, da cui si evincono le soluzioni adottate per ridurre gli impatti.

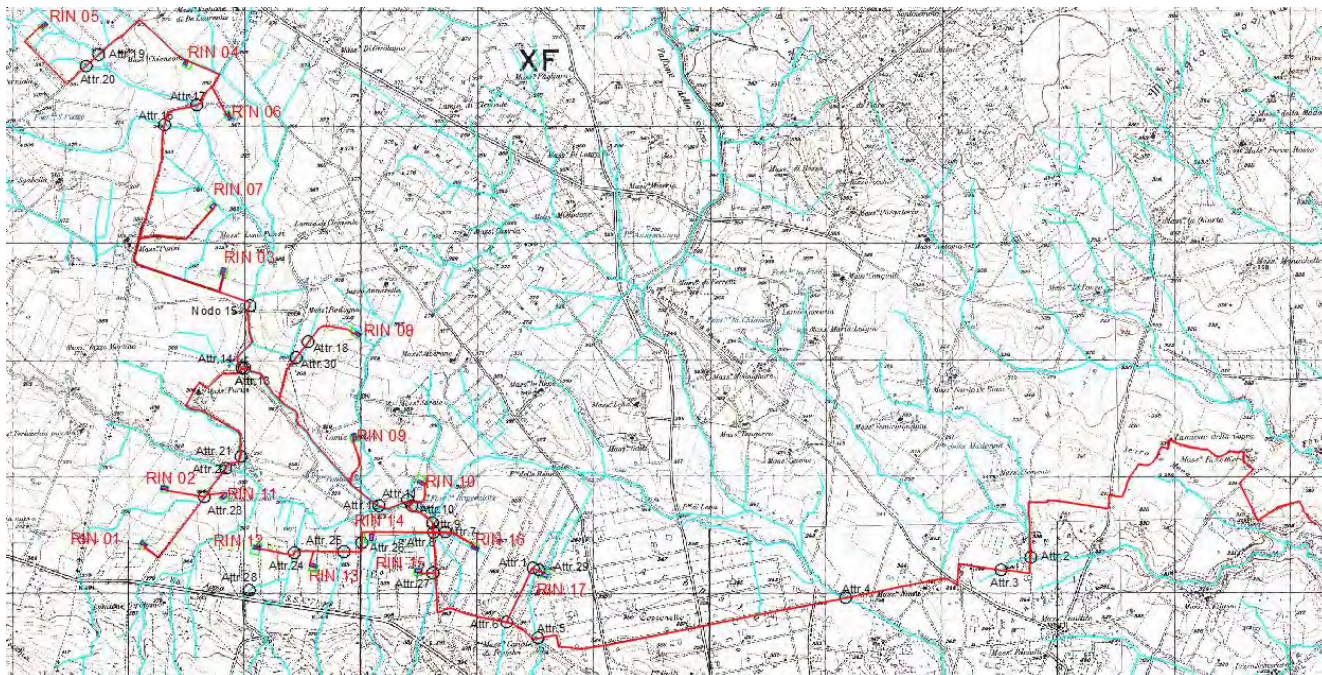


Figura 5-16: Inquadramento delle interferenze del cavidotto e della viabilità di progetto con il reticolo idrografico su carta IGM


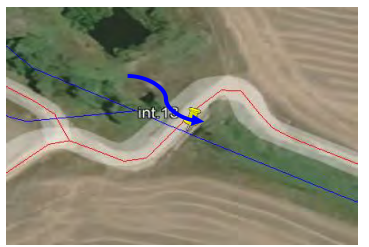





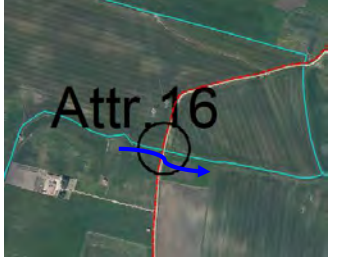

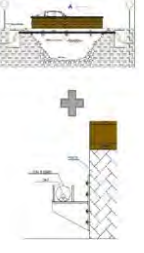





Le intersezioni avvengono tutte su strade esistenti e saranno risolte nel modo seguente:

- per le intersezioni identificate con i numeri 1, 2, 4, 7, 10, 13, 16, 18, 19, 20, 22, 23, 27, 29 e 30 si procederà con lo staffaggio del cavidotto sull'opera di attraversamento lato valle;
- per il tratto in parallelo denominato nel presente studio "nodo 15" si procederà con il posizionamento del cavidotto previo scavo e successivo rinterro del terreno;
- per le intersezioni n. 3, 5, 6, 8, 9, 11, 12, 14, 17, 21, 24, 25 e 26 si procederà con la trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.), ad una profondità minima di 1,5 m rispetto al fondo alveo, in maniera da non interferire minimamente sia con il deflusso superficiale che con gli eventuali scorrimenti in subalvea. In fase esecutiva si procederà con indagini in loco al fine di verificare la presenza di eventuali sotto-servizi per evitare possibili interferenze.
- per l'intersezione n.28 si realizzerà un tombino scatolare per il superamento della strada di accesso alla turbina

Le interferenze del cavidotto e delle strade di progetto con il reticolo idrografico sono sinteticamente riportate nella tabella che segue:

N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.
1	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
2	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
3	Attraversamento in area non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC
4	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
5	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC
6	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC

N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
7	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
8	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC	
9	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC	
10	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - ponticello			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
11	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
12	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	

N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.	
13	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - ponticello			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
15	Parallelismo in area non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua			SCAVO E RINTERRO	
16	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	
17	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario			TOC	
18	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE	

N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.
19	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
20	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
21	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			TOC
22	Attraversamento strada con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
23	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
24	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC

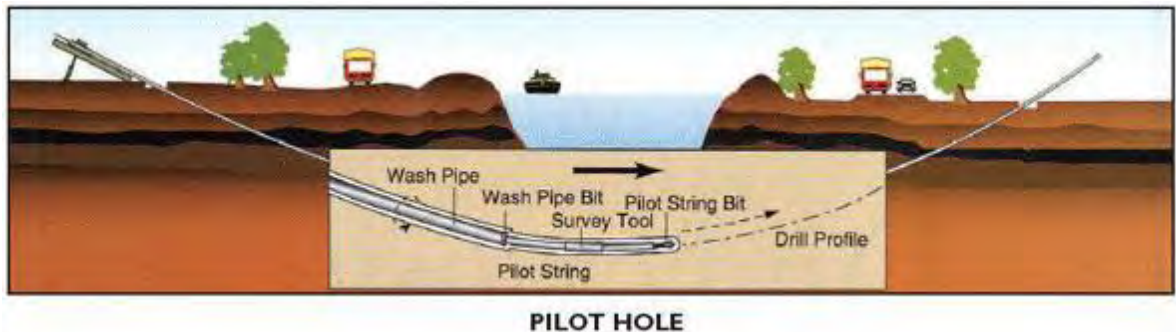
N°	NOME-DESCRIZIONE	PLANIMETRIA	FOTO	TIPOLOGIA ATTRAV.
25	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC
26	Attraversamento in aree non irrigue di seminativi semplici con corso d'acqua secondario			TOC
27	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
28	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			Intersezione strada con reticolo da risolvere con il posizionamento di un tombino scatolare. Non è previsto il passaggio del caviodotto.
29	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE
30	Attraversamento strada di progetto con corso d'acqua secondario - tombino			STAFFAGGIO SU OPERA ATTRAVERSAMENTO LATO VALLE

Utilizzando la **trivellazione orizzontale controllata** ad esempio, il cavidotto non costituisce un **ingombro fisico alla vena fluida percorrente l'alveo** in quanto essa consente di **posare, per mezzo della perforazione orizzontale controllata**, linee di servizio sotto ostacoli quali strade, fiumi e torrenti, edifici e autostrade, con scarso o nessun impatto sulla superficie.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso **possibile dall'utilizzo** di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda **dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare il percorso della trivellazione e correggere in tempo reale** gli eventuali errori.

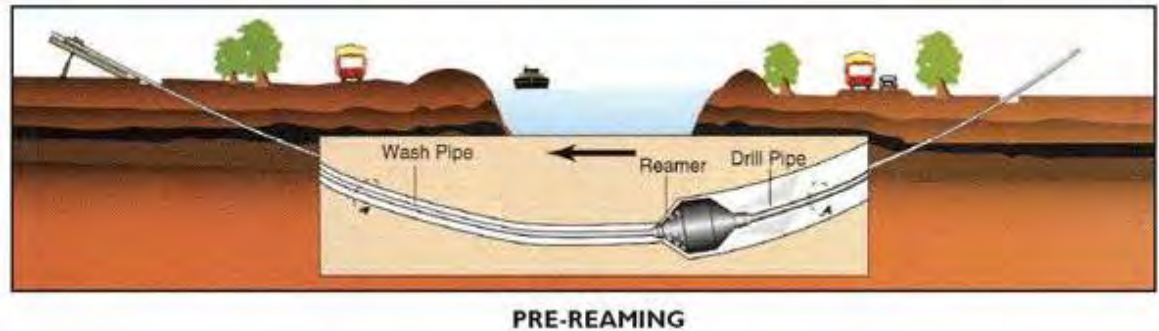
L'esecuzione della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) consta essenzialmente di due fasi di lavoro:

- In una prima fase, dopo aver piazzato la macchina perforatrice, si realizza un foro pilota, infilando nel terreno, mediante spinta e rotazione, una successione di aste che guidate opportunamente dalla testa, crea un percorso sotterraneo che va da un pozzetto di partenza a quello di arrivo



- nella seconda fase si prevede che il recupero delle aste venga sfruttato per portarsi dietro un alesatore che, opportunamente avvitato al posto della testa, ruotando con le aste genera il **foro del diametro voluto ($\varphi = 200 \div 500\text{mm}$)**.

Insieme all'alesatore, o successivamente, vengono posati in opera i tubi camicia che ospiteranno il cavidotto. Infine si effettuerà il riempimento delle tubazioni con bentonite



Il tracciato realizzato mediante tale tecnica consente in genere, salvo casi particolari, inclinazioni dell'ordine dei 12÷15 gradi. In genere la trivellazione viene eseguita ad una profondità di almeno 2 m sotto l'alveo dei corsi d'acqua mentre i pozzetti di ispezione che coincidono con quello di partenza e di arrivo della tubazione di attraversamento vengono realizzati alla quota del terreno.

L'intervento verrà eseguito rigorosamente in sicurezza idraulica al fine di avere il cavo di MT in posizione di tutta sicurezza rispetto alle possibili ondate di piena.

Pertanto, relativamente alle intersezioni del tracciato del cavidotto con il reticolo idrografico, si può concludere che, laddove necessario, **la realizzazione mediante la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) non comporta alcuna modifica alla morfologia del reticolo idrografico, garantendo allo stesso tempo un ampio margine di sicurezza idraulica, sia nei confronti dei deflussi superficiali che di quelli (eventuali) sotterranei.**

Nello studio idraulico, stralci immagini precedenti, (elaborato PR06_Studio di compatibilità idraulica e idrologica) sono state studiate ed individuate le aree inondabili a ridosso del reticolo idrografico presenti nell'area e si è verificato la non interferenza e la compatibilità degli interventi proposti.

5.5. Atmosfera: Aria e Clima

Al fine di diminuire gli impatti sia in fase di cantiere che in fase di dismissione, si adotteranno le seguenti misure di mitigazione:

- *Inumidimento dei materiali polverulenti:* con tale accorgimento si eviterà di innalzare le polveri e di arrecare il minimo alla salute dell'uomo. Si effettuerà la bagnatura delle piste sterrate e dei cumuli di terra stoccati temporaneamente, si utilizzeranno eventualmente barriere antipolvere provvisorie e si utilizzeranno automezzi dotati di cassoni chiusi o coperti per il trasporto e la movimentazione delle terre.



Figura 5-17: Automezzo per la bagnatura delle piste sterrate

- *Corretta gestione dell'accumulo materiali.* i materiali verranno depositati in cataste, pile, mucchi in modo razionale e tale da evitare crolli e cedimenti con conseguenti innalzamenti polverulenti. Inoltre la pulizia e l'ordine del cantiere sarà particolarmente curata, per evitare diffusioni verso l'esterno.
- *Corretta gestione del traffico veicolare.*

5.6. Sistema paesaggistico: Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali

Le prime misure di contenimento degli impatti sul paesaggio sono state adottate già in fase di progettazione dell'impianto; il sito di localizzazione è stato suggerito infatti, proprio dalle condizioni ottimali, quali l'assenza di insediamenti residenziali, sostanziale coerenza con i criteri di inserimento, dall'assenza di elementi di interesse sottoposti a tutela, in ragione delle autorizzazioni già ottenute in passato.

Le principali misure di mitigazione adottate al fine di limitare l'impatto visivo sul paesaggio sono elencate di seguito:

- scelta dell'ubicazione della centrale in un sito pianeggiante e ad uso agricolo;
- disposizione delle torri in modo da evitare "l'effetto selva";
- scelti percorsi già esistenti così da assecondare le geometria del territorio;
- viabilità di servizio resa transitabile solo con materiali drenanti naturali;

- assenza di cabine di trasformazione alla base del palo in modo da evitare zone cementate e favorire la crescita di piante erbacee autoctone;
- non essendoci controindicazioni di carattere archeologico le linee elettriche di collegamento alla RTN verranno interrato in modo da favorire la percezione del parco eolico come unità del paesaggio circostante;
- colorazione degli aerogeneratori con gradazione cromatica selezionata tra quella presente nel contesto, con particolare riferimento a quella tipica del posto.

Dalle immagini dei fotoinserti proposti nei capitoli precedenti è possibile notare come la **articolazione dell'impianto sul territorio e le distanze tra le turbine scongiurano l'effetto selva.**

Al contrario l'impianto eolico è chiaramente percettibile dalle strade prospicienti, la cui visibilità può essere definita medio-alta per l'elevata vicinanza con le turbine. Si dovranno pertanto considerare interventi di miglioramento della situazione visiva attraverso soluzioni diversificate e/o combinate di schermatura e mitigazione.

La schermatura è un intervento di modifica o di realizzazione di un oggetto, artificiale o naturale, che consente di nascondere per intero la causa dello squilibrio visivo. Le caratteristiche fondamentali **dello schermo, sono l'opacità e la capacità di nascondere per intero la causa dello squilibrio.** In tal senso, un filare di alberi formato da una specie arborea con chiome molto rade, non costituisce di fatto **uno schermo. Allo stesso modo, l'integrazione di una macchia arborea con alberatura la cui quota media in età adulta non è sufficiente a coprire l'oggetto che disturba, non può essere considerata a priori un intervento di schermatura.**

Per mitigazione si intendono gli interventi che portano ad un miglioramento delle condizioni visive, senza però escludere completamente dalla vista la causa del disturbo. Si tratta in sostanza di **attenuare l'impatto e di rendere meno riconoscibili i tratti di ciò che provoca lo squilibrio. Un intervento tipico di mitigazione è quello di adeguamento cromatico che tenta di avvicinare i colori dell'oggetto disturbante con quelli presenti nel contesto, cercando in questo modo di limitare il più possibile l'impatto.**

In pratica la schermatura agisce direttamente sulla causa dello squilibrio, mentre la mitigazione agisce sul contesto circostante; entrambi però possono rientrare validamente in un medesimo discorso progettuale.



Una valutazione dell'altezza e della distanza dall'osservatore degli schermi necessari a nascondere, almeno parzialmente, le turbine di un parco eolico può essere condotta considerando le semirette di osservazione che partono dal punto bersaglio e raggiungono l'apice della turbina posta in posizione più elevata, come mostrato in figura seguente.

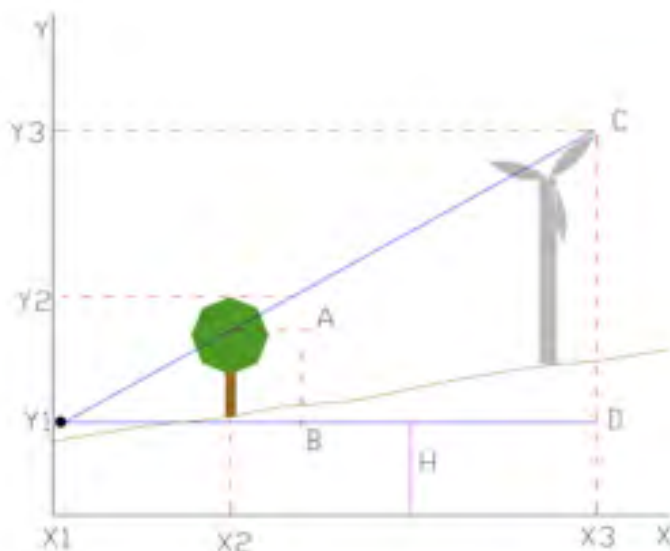


Figura 5-18: Schermatura di una turbina eolica

È evidente che per prefissati valori dell'altezza della turbina rispetto all'osservatore (segmento CD) e della sua distanza (segmento Y1D), assunta una altezza dello schermo (segmento AB) è possibile determinare la massima distanza alla quale posizionare la barriera rispetto all'osservatore.

Per esempio, considerando una cortina arborea costituita da alberi adulti alti 4 metri, una distanza fra l'osservatore e la turbina di 500 m ed una altezza della turbina rispetto all'osservatore di 180 metri (comprensivi dell'altezza della macchina e del dislivello), attraverso semplici considerazioni trigonometriche si deduce che la distanza massima alla quale posizionare la barriera è di 11 metri. Ovviamente, l'effetto di schermatura sarà tanto più efficace quanto più vicina è la barriera all'osservatore e quanto più alta è tale barriera.

Tali considerazioni si estendono solo allo sviluppo in verticale della barriera, mentre non danno nessuna indicazione in merito al suo sviluppo orizzontale, che deve essere tale da assicurare un'adeguata schermatura su tutta la zona squilibrata. Lo sviluppo della cortina in pianta, nella quale sono visibili particolari che in sezione sarebbero trascurati, come la presenza per esempio di una strada, consente di risolvere il problema della lunghezza della barriera (cfr. figura seguente).

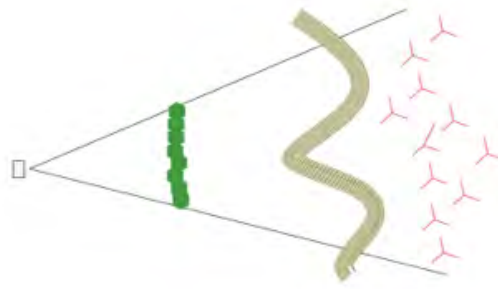


Figura 5-19: Schermatura in pianta di una turbina eolica

Fra i possibili interventi di mitigazione visiva applicabili ad un impianto eolico, la variazione cromatica delle macchine è senz'altro quello più utilizzato. Diversamente dall'inserimento delle barriere visive, la variazione cromatica non lavora sul contesto bensì direttamente sull'oggetto che crea disturbo. Gli interventi di variazione cromatica possono essere influenzati da una componente fortemente soggettiva. La scelta dei colori infatti avviene tramite una selezione tra quelli presenti nel contesto, con particolare riferimento a quelli tipici del posto.

Tralasciando le specie arboree di una certa altezza, presenti sporadicamente lungo il percorso, l'osservatore sul piano stradale troverà lungo il versante esposto verso l'impianto una schermatura naturale costituita da alberi e/o arbusti di circa 1-3m distanti circa 5 metri dal viaggiatore.

5.1. Agenti fisici

Allo scopo di minimizzare l'impatto acustico durante la fase di realizzazione del parco eolico verranno adottati molteplici accorgimenti tra i quali i più significativi sono:

- utilizzare solo macchine provviste di silenziatori a norma di legge per contenere il rumore;
- **minimizzare i tempi di stazionamento "a motore acceso"**, durante le attività di carico e scarico dei materiali (inerti, ecc), attraverso una efficiente gestione logistica dei conferimenti, sia in entrata che in uscita;
- le attività più rumorose saranno gestite in modo da essere concentrate per un periodo limitato di tempo.

L'interramento sotto strada esistente del cavidotto MT, come ampiamente descritto nei paragrafi precedenti, abbatte i potenziali impatti elettromagnetici.

6. STUDIO DEGLI IMPATTI CUMULATIVI

Nel presente paragrafo, note le caratteristiche progettuali, ambientali e programmatiche, evidenziate le possibili relazioni tra le azioni di progetto ed i potenziali fattori ambientali, vengono analizzati i possibili impatti ambientali, tenendo presente anche gli eventuali effetti cumulativi.

Il principio di valutare gli impatti cumulativi nacque in relazione ai processi pianificatori circa le scelte strategiche con ricaduta territoriale più che alla singola iniziativa progettuale.

Dalla letteratura a disposizione, risulta più efficace non complicare gli strumenti valutatori con **complessi approcci circa i processi impattanti del progetto, bensì spostare l'attenzione sui recettori finali** particolarmente critici o sensibili, valutando gli impatti relativi al progetto oggetto di valutazione e la possibilità che sugli stessi recettori insistano altri impatti relativi ad altri progetti o impianti esistenti.

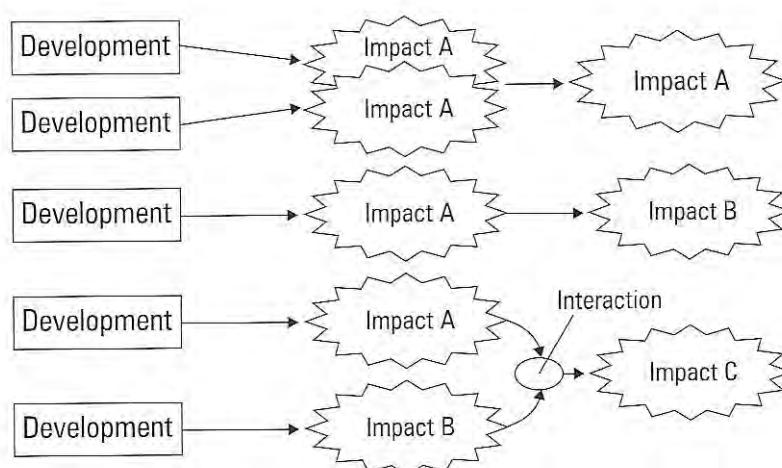


Figura 6-1: Schema concettuale degli impatti cumulativi di più progetti

L'impatto cumulativo può avere due nature, una relativa alla persistenza nel tempo di una stessa azione su uno stesso recettore da più fonti, la seconda relativa all'accumulo di pressioni diverse su uno stesso recettore da fonti diverse (fig. precedente).

Nello specifico, quando ad un campo eolico se ne vengono ad associare altri, gli effetti sulle componenti ambientali si sommano, soprattutto in presenza degli scenari che sinteticamente si illustrano qui di seguito:

1) Tipologie diverse di impianti con diverse macchine

In questo caso si possono creare differenti configurazioni:

- aerogeneratori posizionati a diverse altezze rispetto al suolo;
- aerogeneratori con velocità diverse di rotazione.

In entrambi i casi aumenta l'effetto barriera sulla componente avifaunistica:

- ❖ nel primo caso lo spazio aereo occupato aumenta in altezza occupando un corridoio di volo per l'ornitofauna sicuramente maggiore di quanto accadrebbe se le pale fossero tutte alla stessa altezza dal suolo: l'effetto barriera si sviluppa in verticale;
- ❖ nel secondo caso i movimenti delle pale sarebbero diversi ed aumenterebbe il disorientamento degli uccelli che si dovessero trovare ad attraversare il campo eolico: l'effetto barriera aumenta per la mancanza di sincronizzazione dei movimenti.

In effetti si è notato che man mano che gli animali si adattano alla presenza delle pale, percepiscono anche la sincronicità della rotazione alla quale si abituano facilmente essendo il movimento lento e ripetitivo e quindi facilmente prevedibile.

L'effetto barriera creato da questa situazione è tanto maggiore quanto più ravvicinate sono le realizzazioni a diversa tipologia.

2) Progettazione di impianti troppo vicini fra loro

- *Effetti visivi cumulativi*
- *Effetti sul patrimonio culturale e identitario*
- *Effetto Rumore*
- *Avifauna*

Per la valutazione degli impatti cumulativi, si è fatto riferimento al D.M. 10-9-2010, secondo cui occorre tenere in considerazione la compresenza di più impianti.

Il D.Lgs. n. **28/2011** "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" rimanda alle regioni e provincie la redazione delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti sui territori di competenza, precisamente l'art. 4, comma 3, recita:

Al fine di evitare l'elusione della normativa di tutela dell'ambiente, del patrimonio culturale, della salute e della pubblica incolumità, fermo restando quanto disposto dalla Parte quinta del D.Lgs. 03/04/2006, n. 152, e successive modificazioni, e, in particolare, dagli articoli 270, 273 e 282, per quanto attiene all'individuazione degli impianti e al convogliamento delle emissioni, le Regioni e le Province autonome stabiliscono i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e localizzati nella medesima area o in aree contigue sono da valutare in termini cumulativi nell'ambito della valutazione di impatto ambientale.

La Regione Puglia ha approvato con **D.G.R. n. 2122 del 23/10/2012** gli *Indirizzi Applicativi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale*, che richiedono la verifica degli impatti cumulativi rispetto alla presenza di impianti FER

Per la valutazione degli impatti cumulativi, la DGR 2122 suggerisce di considerare la compresenza di impianti eolici (Criterio C) nonché la compresenza di eolici e fotovoltaici al suolo (Criterio B), in esercizio, per i quali è stata già rilasciata l'autorizzazione unica, ovvero si è conclusa una delle procedure abilitative semplificate previste dalla norma vigente, per i quali procedimenti detti siano ancora in corso, in stretta relazione territoriale ed ambientale con il singolo impianto oggetto di valutazione.

Sia le direttive del D.M. 10-9-2010 che gli Indirizzi della Regione Puglia per la compresenza di più impianti indicano di considerare gli impianti esistenti, autorizzati ed in fase di autorizzazione (cfr. allegato grafico TAV 15.2).

Quindi, allo scopo di monitorare gli impianti da considerare in una valutazione cumulativa, sono state effettuate indagini in sito. Inoltre per registrare la eventuale presenza di impianti esistenti in costruzione, autorizzati ed in fase di autorizzazione, sono state ricercate sul BURB eventuali determinazioni di Autorizzazione Unica rilasciate per nuovi impianti e sono state ricercate le istanze presentate di cui si è data evidenza attraverso le forme di pubblicità e infine sono state verificate le banche dati regionali.

L'area di indagine da prendere in considerazione negli impatti cumulativi, come indicato al punto 3.1, lettera b) del D.M. 10-9-2010, deve tener conto della presenza di centri abitati e dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali ai sensi del D.Lgs. n. 42/2004, **distanti in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore.**



Nel caso in esame, calcolando un'area di estensione pari a 50 volte quella di intervento, si ottiene un cerchio di raggio pari a 10.000 m (cfr. immagine seguente) .

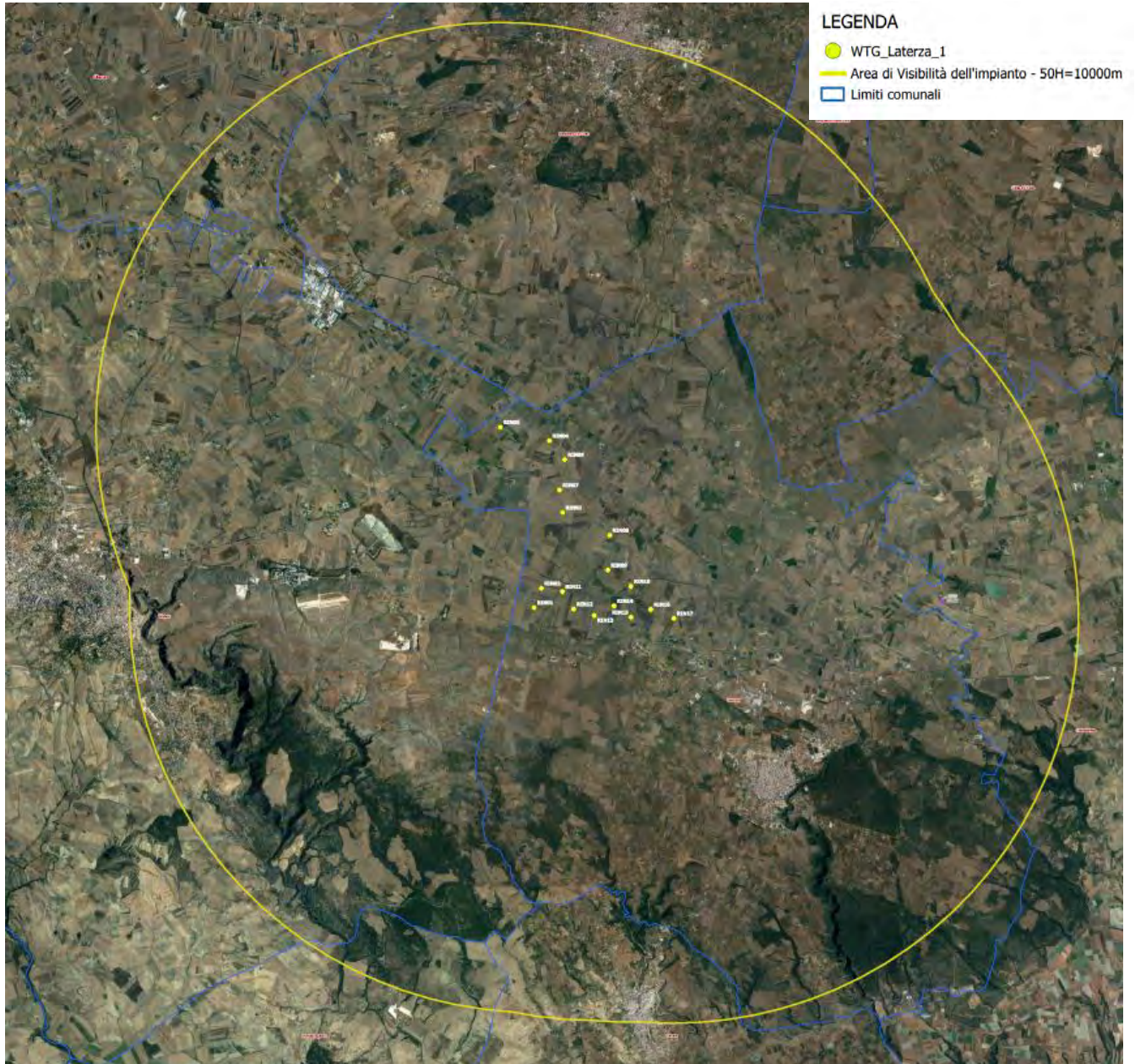


Figura 6-2: Individuazione dell'area vasta da analizzare rispetto agli aerogeneratori (TAV 15.1)

Successivamente sono stati individuati planimetricamente gli **Impianti FER** ricadenti nell'area vasta di indagine, per le quali sono state presentate istanze di autorizzazione e ad oggi non ancora realizzati (cfr. Allegati grafici AM00_b - ALL 15.1 e 15.2- Aree contermini (50 HTot) e Impianti FER esistenti, autorizzati ed in itinere.

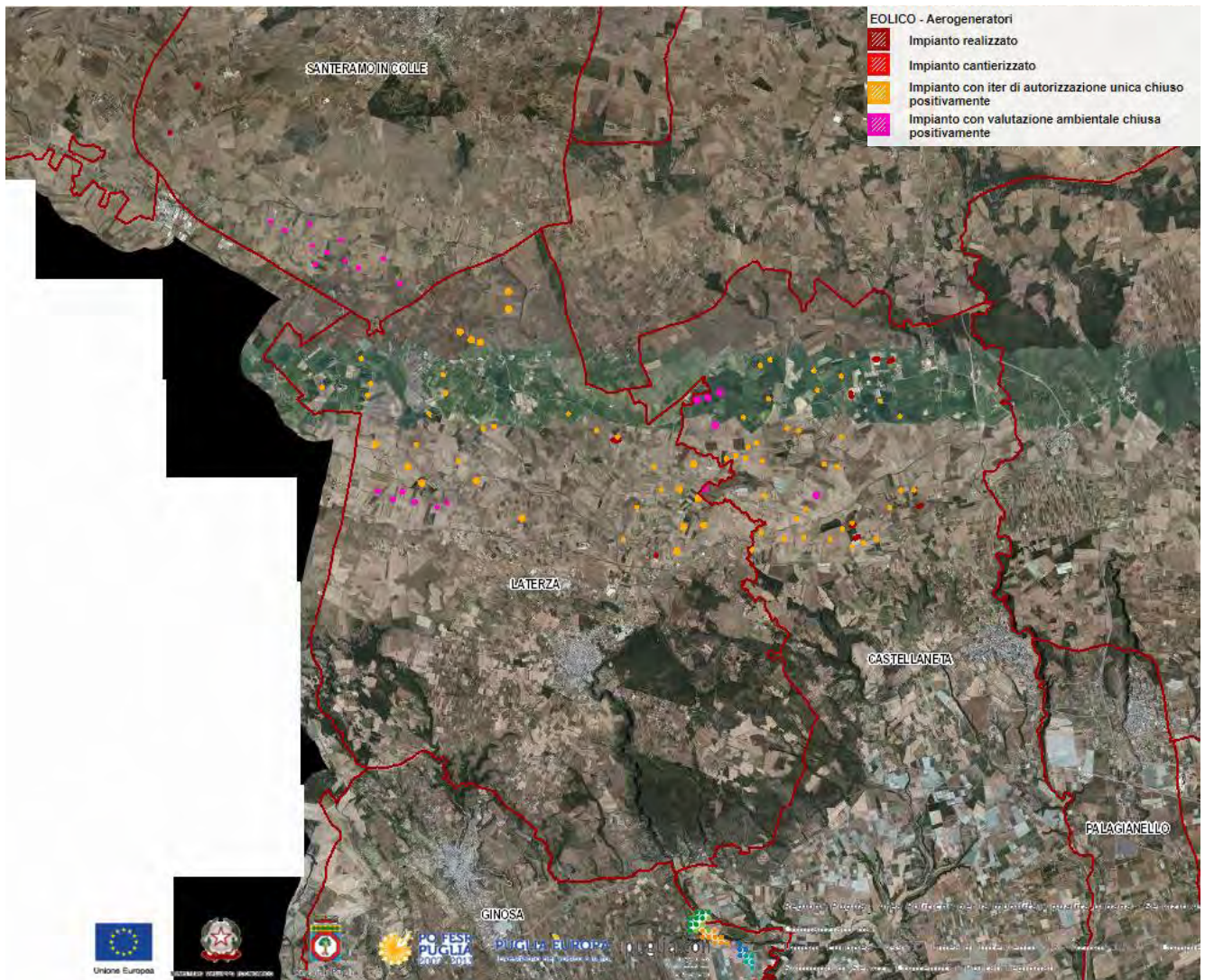


Figura 6-3: Impianti eolici in esercizio, autorizzati ed in fase di autorizzazione presenti nell'area vasta - Regione Puglia (fonte: <http://webapps.sit.puglia.it/freewebapps/ImpiantiFERDGR2122>)

Di seguito, l'elenco dei parchi presenti sul portale della Regione Puglia (<http://webapps.sit.puglia.it/freewebapps/ImpiantiFERDGR2122/index.html>) individuati con codice AU e per ognuno lo stato attuale della procedura autorizzativa.

➤ **9UWSRF5 – REALIZZATO**

- proroga del termine di inizio lavori di ventiquattro mesi con DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE SEZIONE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E DIGITALI 4 aprile 2017, n. 29

➤ **MAZNH60 - REALIZZATO**

- DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE SEZIONE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E DIGITALI 4 aprile 2017, n. 28 proroga del termine di inizio lavori di 24 mesi che viene pertanto fissato al 21 maggio 2019

➤ **WA0MKP5** – REALIZZATO.

- DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE SEZIONE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E DIGITALI 10 maggio 2017, n.45 proroga del termine di inizio lavori di ventiquattro mesi.

➤ **1YCRUR4** – REALIZZATO

- DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE DEL SERVIZIO ECOLOGIA 04 settembre 2008, n. 525

➤ **YI4V1F1** - Scadenza dei termini di validità

- Verifica di Assoggettabilità a VIA conclusa positivamente il 20/09/2006

ID_AUTOR	TIPO_AUTORIZZAZIONE	STATO_PRATICA_AUTORIZZAZIONE	STATO_IMPIANTO	TIPO_PROCEDIMENTO_VIA	STATO_PROCEDIMENTO_VIA	VERIF_ASSOGG_VIA_DATA	VERIF
YI4V1F1	AU_POST	IN VALUTAZIONE	NON REALIZZATO	verifica di assoggettabilita a VIA	CONCLUSO	20/09/2006	****

➤ **GYLFCA7** – Scadenza dei termini di validità

- DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE DEL SERVIZIO ECOLOGIA 25 giugno 2009, n. 379;
- DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE SERVIZIO ECOLOGIA 26 novembre 2012, n. 283 Proroga di 3 anni

Dalla consultazione del PPR Basilicata sono stati individuati alcuni minieolici esistenti, non risultano impianti in autorizzazione **nell'area buffer** di 10000 m che ricadono nel territorio della Regione Basilicata.

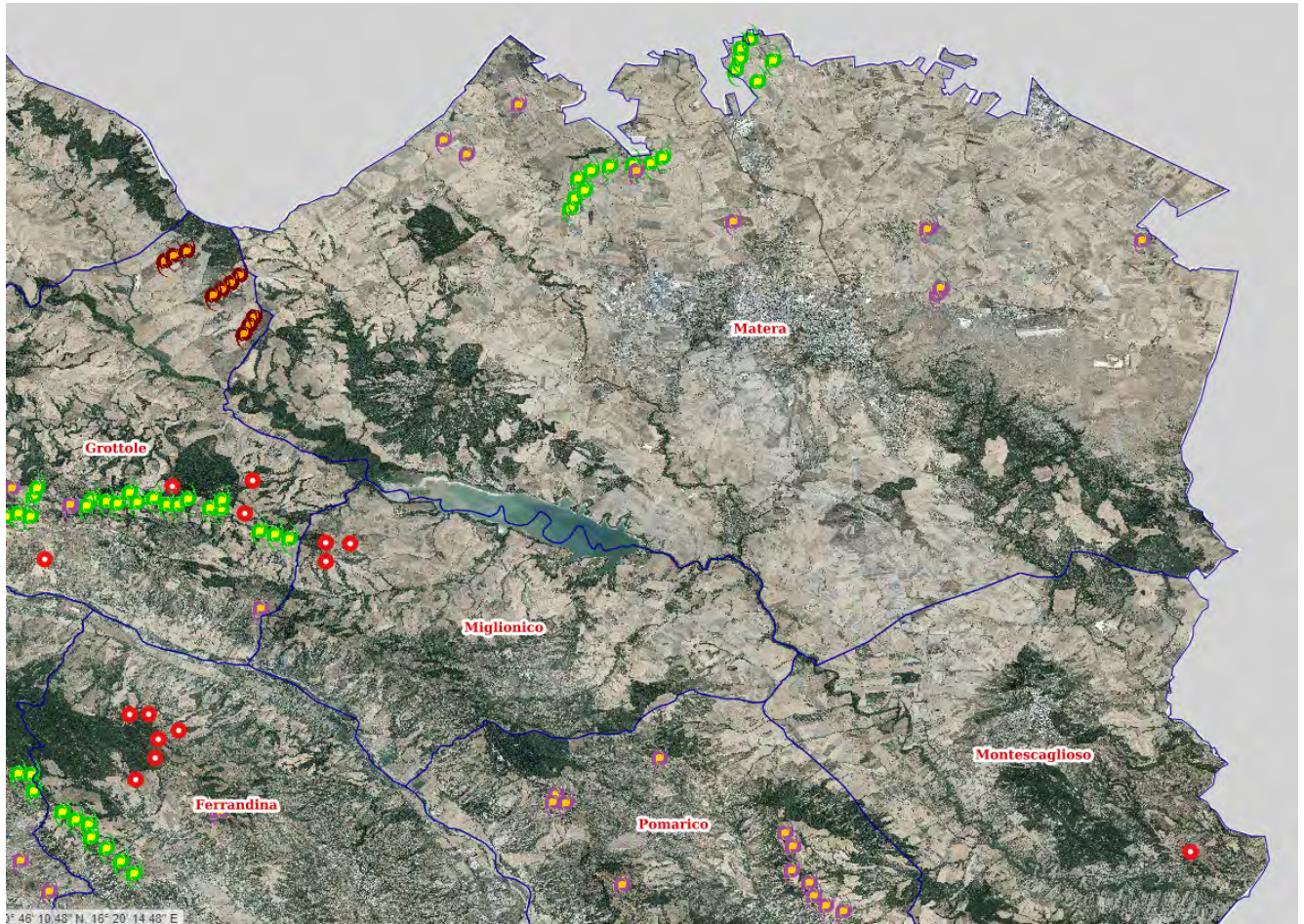


Figura 6-4: Impianti eolici in esercizio, autorizzati ed in fase di autorizzazione presenti nell'area vasta - Regione Basilicata (fonte:<http://rsdi.regione.basilicata.it> – portale Matt)

Inoltre, per **gli impianti eolici**, dalla consultazione del sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (<https://va.minambiente.it>), nella sezione relativa alle procedure di V.I.A. di competenza statale, è emerso che nell'area vasta è stata presentata un'altra iniziativa.

Con ID 8993 è stata presentata istanza per un parco eolico da 54 MW, posizionato ai margini dell'area vasta di interesse, come si evince nell'immagine seguente.

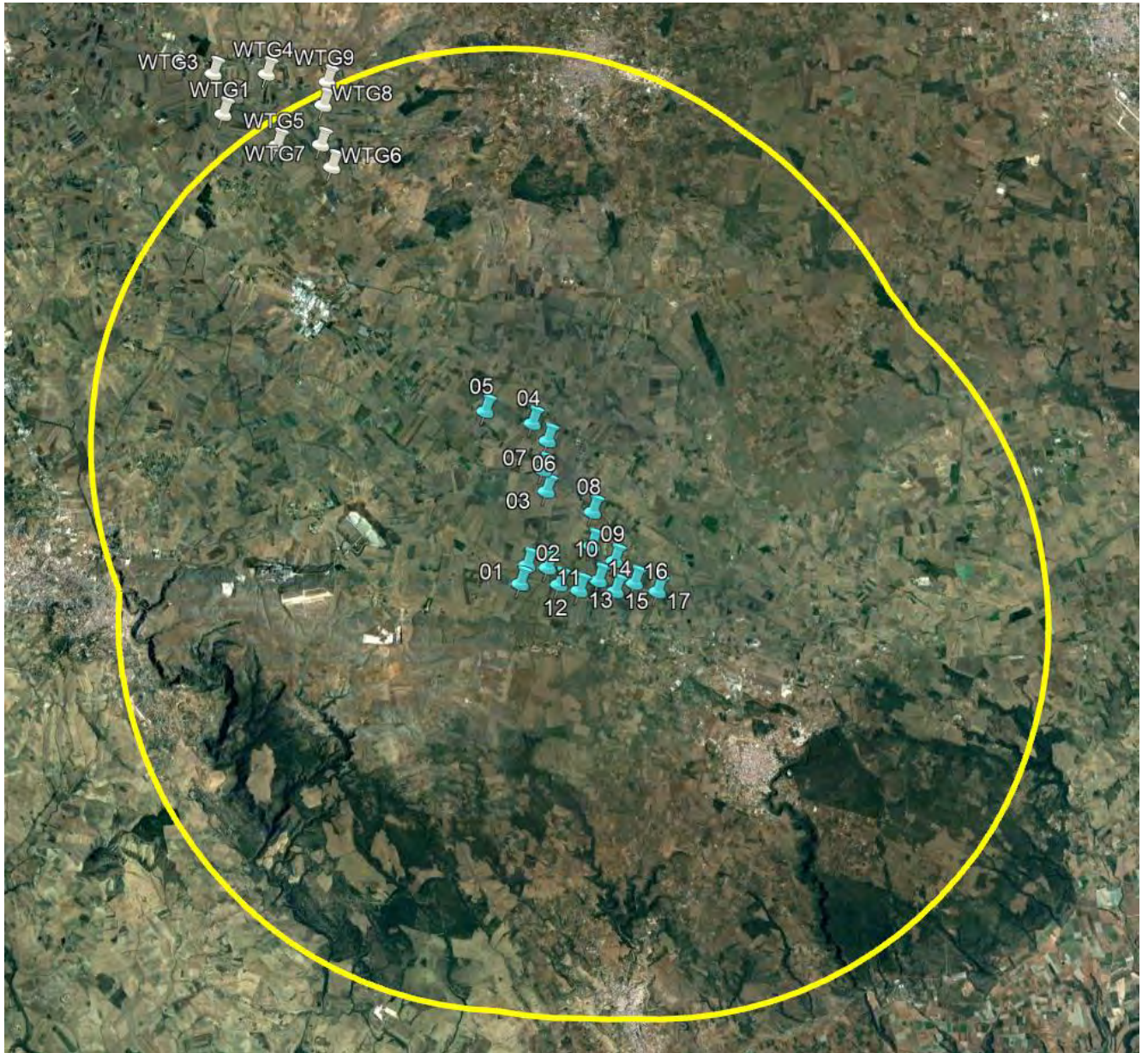


Figura 6-5: Parco eolico ID 8993 in fase di autorizzazione e area vasta
(fonte:<https://va.minambiente.it>)

Nell'immagine seguite sono individuati gli **impianti fotovoltaici** presenti sul portale web della Regione Puglia e della Regione Basilicata.

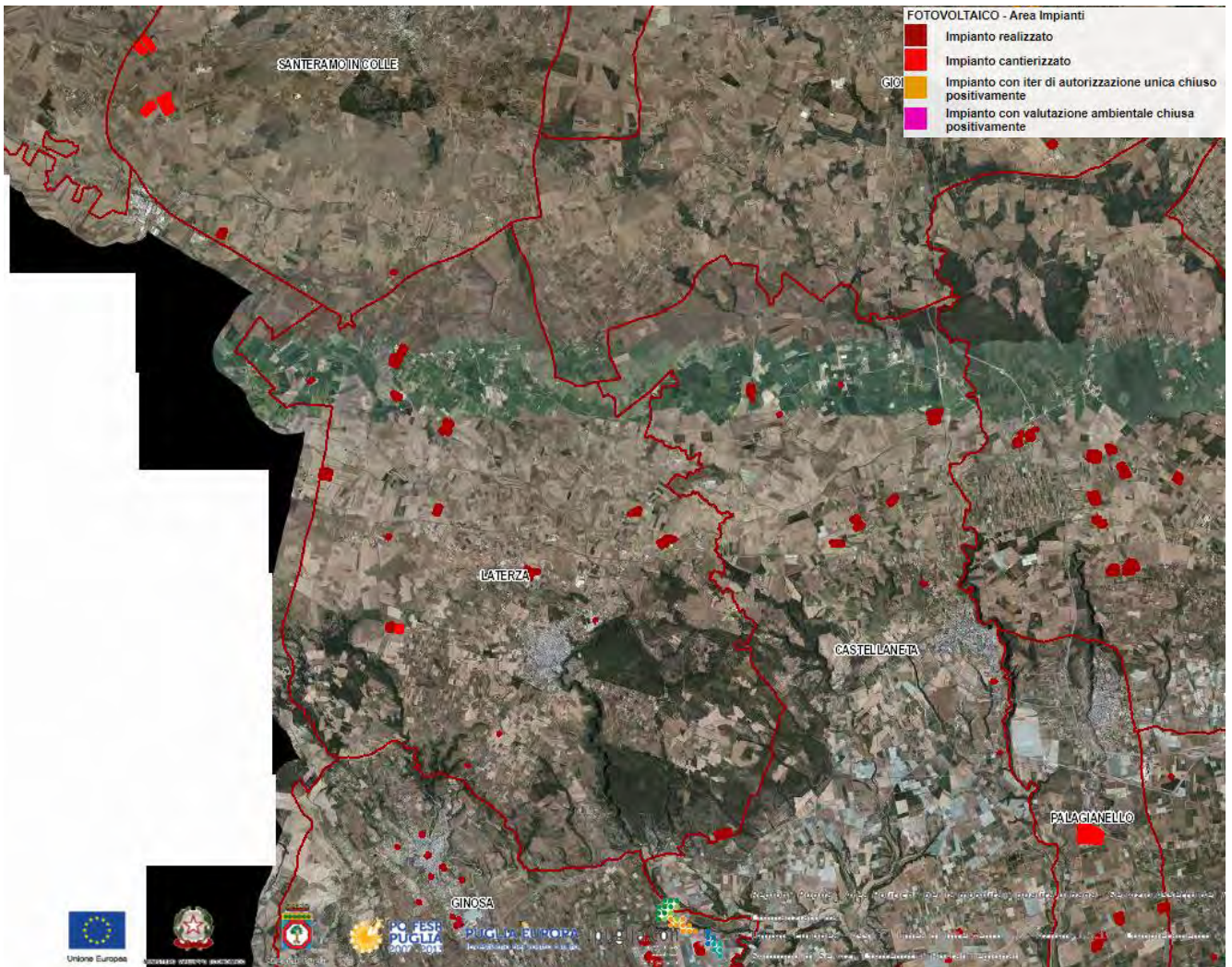


Figura 6-6: Impianti fotovoltaici esistenti nell'area vasta - Regione Puglia (fonte: <http://webapps.sit.puglia.it/freewebapps/ImpiantiFERDGR2122>)

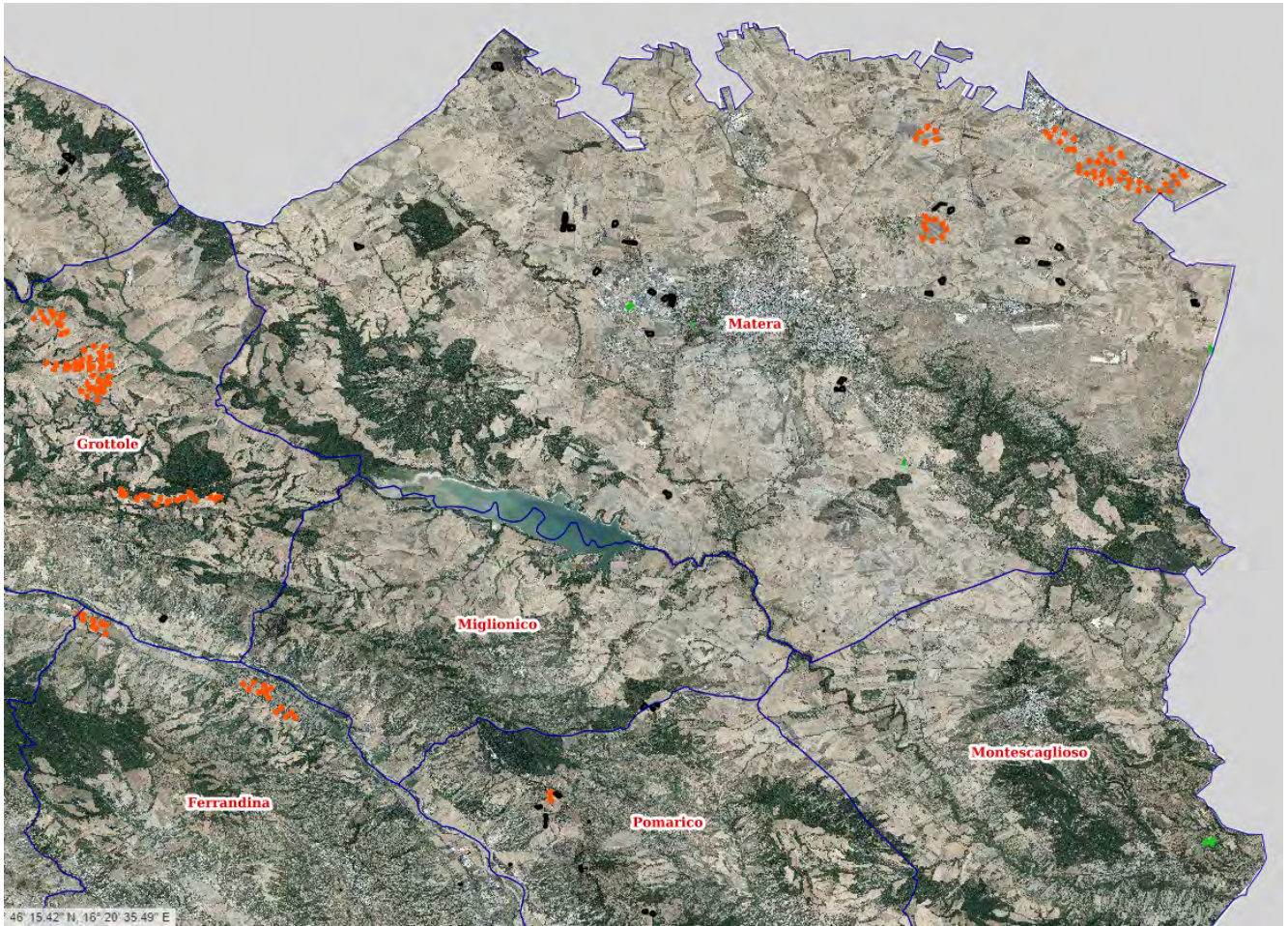


Figura 6-7: Impianti fotovoltaici in esercizio, autorizzati ed in fase di autorizzazione presenti nell'area vasta - Regione Basilicata (fonte: <http://webapps.sit.puglia.it/freewebapps/ImpiantiFERDGR2122>)

Inoltre, per **gli impianti fotovoltaici**, dalla consultazione del sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (<https://va.minambiente.it>), nella sezione relativa alle procedure di V.I.A. di competenza statale, è emerso che **nell'area vasta sono presenti numerose iniziative**, come si evince dall'immagine seguente.

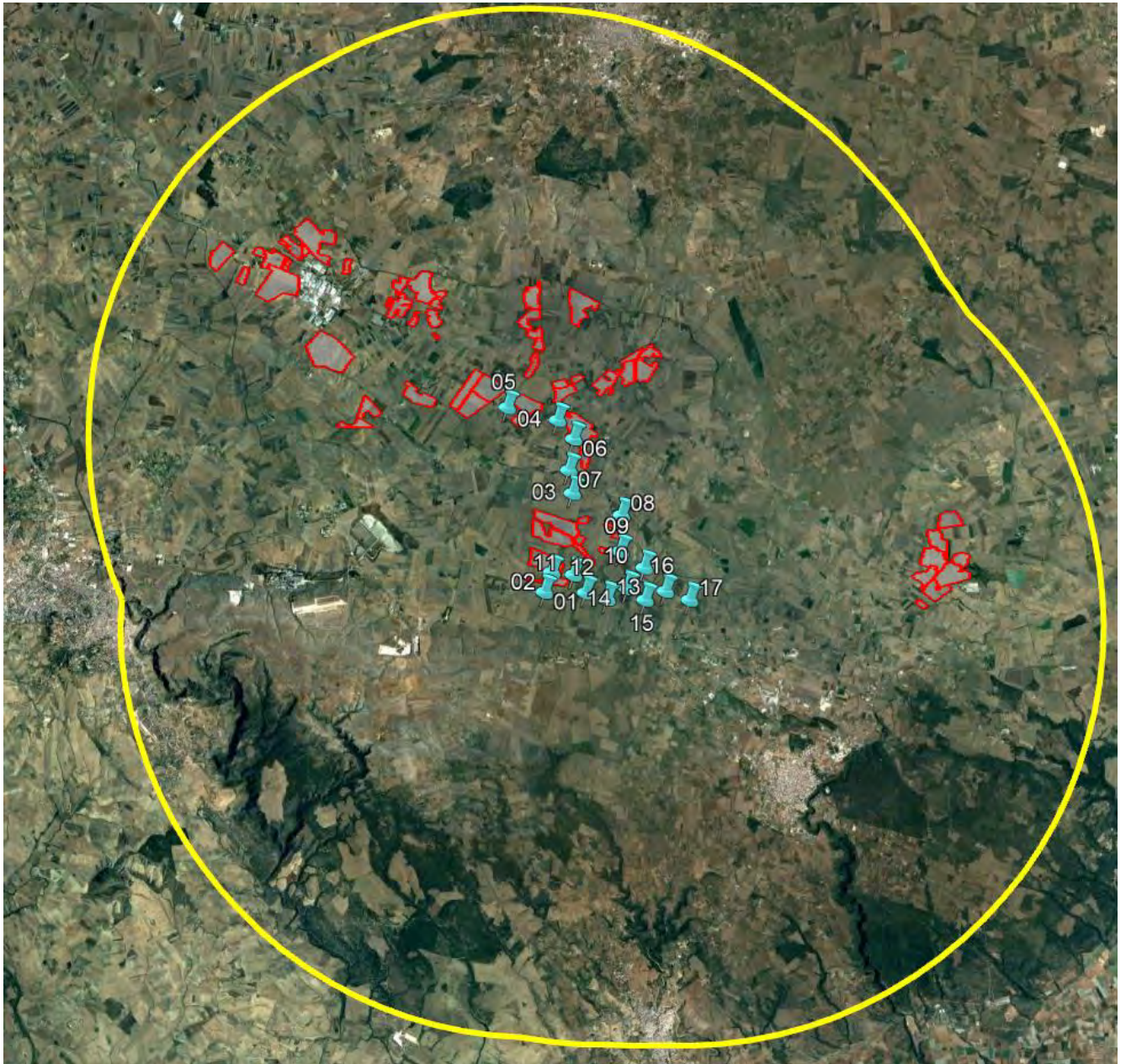


Figura 6-8: Impianti Fotovoltaici in fase di autorizzazione e area vasta
(fonte:<https://va.minambiente.it>)

La ricerca online dei dati dei progetti FER autorizzati ed in autorizzazione, in aggiunta a sopralluoghi nell'area vasta di interesse hanno portato alla redazione dell'elaborato TAV15.2, in cui sono rappresentati tutti i FER esistenti, autorizzati ed in autorizzazione.

Dal momento che gli impatti cumulativi producono effetti che accelerano il processo di saturazione della cosiddetta ricettività ambientale di un territorio, verranno indagati analiticamente secondo i criteri di valutazione indicati dalla DGR n. 2122 del 23 Ottobre 2012.

Il Dominio dell'impatto cumulativo, costituito dal novero degli impianti che determinano impatti cumulativi unitamente a quello di progetto, è stato quindi individuato secondo quanto prescritto dalla D.D. 162/2014 Regione Puglia, che stabilisce tra l'altro, in base alle tipologie di impatto da indagare, le dimensioni delle aree in cui individuare tale Dominio.

6.1. Impatto cumulativi sulle visuali paesaggistiche

Una volta censiti tutti gli impianti presenti esistenti e quelli in fase di autorizzazione, è stata effettuata una valutazione degli impatti cumulativi sulle visuali paesaggistiche.

Dalla consultazione dei siti della Regione Puglia, della Regione Basilicata e del Ministero dell'Ambiente della Sicurezza Energetica sono stati individuati tutti gli impianti eolici esistenti ed è stato individuato un unico impianto eolico in autorizzazione (sito del ministero), ID_VIP8993, posto a nord ovest ad una distanza di 7.8 km, come si evince dall'allegato grafico TAV 15.2 (Allegati grafici al SIA A.17.1.0).

L'impatto cumulato può essere stimato, quindi, considerando la percezione degli aerogeneratori lungo le principali viabilità di accesso, in particolare la strada provinciale 22 posta a nord dell'impianto e la strada Statale 7 posta a sud.

Sono state realizzate delle visuali realistiche ante e post opera (cfr. Paragrafo 4.3.6 e AM05_b - Allegati grafici alla relazione paesaggistica) dove è visibile **l'impatto cumulativo** tra il parco in oggetto, quelli già esistenti (evidentemente visibili negli scatti fotografici) e quello in autorizzazione.

Tra i parchi eolici esistenti nell'area vasta e quello in oggetto esiste un impatto cumulativo da ritenersi di media entità, mentre nel caso del parco in autorizzazione, considerando che, tra il parco eolico in esame e l'altra iniziativa intercorre una notevole distanza, è possibile affermare che l'impatto cumulativo è da ritenersi trascurabile.

Per meglio valutare tale impatto cumulativo, si è realizzata una mappa di Intervisibilità Teorica, allegato grafico TAV 15.2 (Allegati grafici al AM.00), che valuta contemporaneamente tutti gli impianti eolici in esercizio, autorizzati ed in autorizzazione.



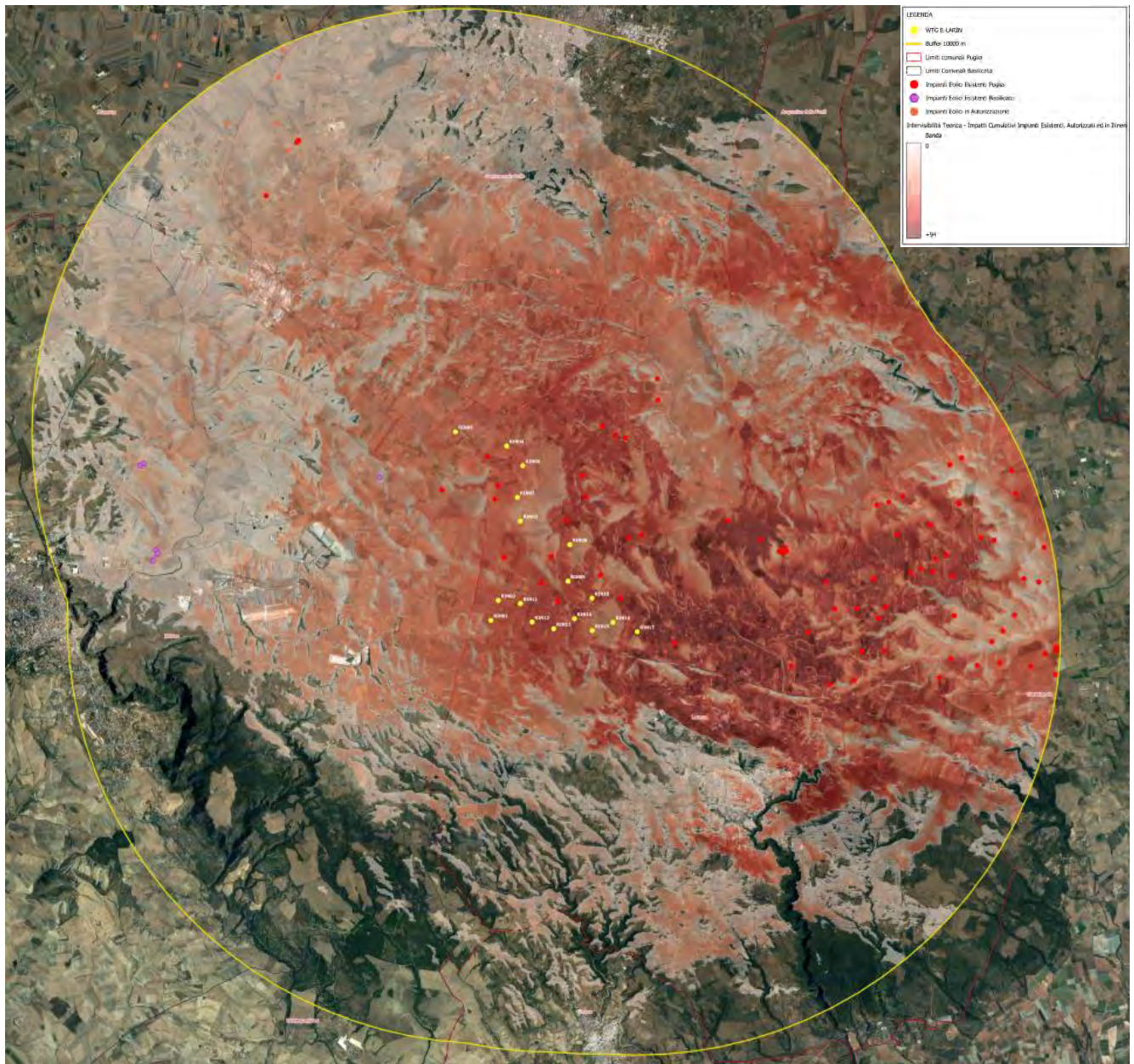


Figura 6-9: Mappa Intervisibilità teorica Cumulativa

Le turbine possibilmente visibili nell'Area Vasta di Indagine sono in totale 112 (17 turbine di progetto, 80 turbine di grande generazione in esercizio, 6 turbine minieolico e 9 turbine in fase di autorizzazione) la scala graduata di colore individua il numero di turbine visibili, da 0 (area bianca) a 112 (area rossa). In questa valutazione non è stato possibile tener conto della presenza sul territorio di eventuali ostacoli visivi naturali o antropici, quali alberature, edifici, ecc.

Quindi alla luce delle considerazioni su riportate l'effetto visivo cumulativo può considerarsi di media entità.

Si può, così, concludere che l'impatto cumulativo visivo determinato dalla realizzazione del parco eolico in oggetto nel contesto esistente crea impatti sostenibili.

6.2. Impatto su patrimonio culturale e identitario

L'analisi sul patrimonio culturale e identitario, e del sistema antropico in generale, è utile per dare una più ampia definizione di ambiente, inteso sia in termini di beni materiali (beni culturali, ambienti urbani, usi del suolo, ecc...), che come attività e condizioni di vita dell'uomo (salute, sicurezza, struttura della società, cultura, abitudini di vita).

Secondo quanto stabilito anche dal D.M. 10-9-2010 la valutazione paesaggistica dell'impianto dovrà considerare le interazioni dello stesso con l'insieme degli impianti sotto il profilo della vivibilità, della fruibilità e della sostenibilità che la trasformazione dei progetti proposti produce sul territorio in termini di prestazioni.

L'insieme delle condizioni insediative del territorio nel quale l'intervento esercita i suoi effetti diretti ed indiretti va considerato sia nello stato attuale, sia soprattutto nelle sue tendenze evolutive, spontanee o prefigurate dagli strumenti di pianificazione e di programmazione urbanistica vigenti.

Nel caso in esame, sono stati installati altri aerogeneratori di grossa taglia sul territorio di area vasta in esame, non risultano *feedback* negativi sulla percezione di impianti di tale tipo e del grado di "accettazione/sopportazione" fornito dalle popolazioni locali.

6.3. Impatti cumulativi su natura e biodiversità

Secondo quanto stabilito dal D.M. 10-9-2010, e recepito dalla DGR 2122/2012, l'impatto provocato sulla componente in esame dagli impianti fotovoltaici può essere essenzialmente di due tipologie:

- **diretto**, dovuto alla collisione degli animali con parti dell'impianto in particolare rotore, che colpisce, principalmente, chirotteri, rapaci e migratori;



- **indiretto**, dovuti all'aumento del disturbo antropico con conseguente allontanamento e/o scomparsa degli individui, modificazione di habitat (aree di riproduzione e di alimentazione), frammentazione degli habitat e popolazioni, ecc.

Nel dettaglio, quindi, le principali interferenze dovute alla presenza di aerogeneratori sulla componente faunistica, si verificano a causa:

- dell'inserimento di elementi percettivi estranei al paesaggio;
- dell'occupazione di spazi aerei;
- delle emissioni sonore.

È possibile quindi che in alcuni casi vi possano essere interazioni tra la torre e/o le pale e l'avifauna; si evidenzia che le osservazioni compiute finora in siti ove i parchi eolici sono in funzione da più tempo autorizzano a ritenere sporadiche queste interazioni, quantomeno intese come possibilità di impatto degli uccelli contro gli aerogeneratori.

Tutte le specie animali, comprese quelle considerate più sensibili, in tempi più o meno brevi, si adattano alle nuove situazioni al massimo deviando, nei loro spostamenti, quel tanto che basta per evitare l'ostacolo (soprattutto per i chiropteri, ma anche per l'avifauna in generale, che individuano facilmente un ostacolo dal movimento lento, ciclico e facilmente intuibile).

Reazioni della fauna alla costruzione e funzionamento di un impianto eolico

La letteratura e gli studi effettuati per altri parchi eolici nel territorio ci indicano come la prima reazione osservata in tutte le situazioni sia l'allontanamento della fauna dal sito dell'impianto, ma ci mostrano anche come questo risulti essere un comportamento limitato ad un lasso temporale breve.

Infatti, nel corso delle osservazioni si rileva un progressivo adattamento della fauna alla presenza delle macchine, con conseguente riavvicinamento i cui tempi variano in relazione alla specie considerata, alla tipologia dell'impianto, agli spazi disponibili ecc.

Alla prima fase di allontanamento, seguirà un periodo in cui le specie più confidenti riprendono possesso dell'area, in ciò facilitate tanto più quanto maggiori sono le distanze fra gli aerogeneratori.

Da quanto sinteticamente espresso, risulta che gli impianti eolici possono costituire una notevole barriera ecologica quando si verificano le seguenti condizioni:



- eccessivo numero di aerogeneratori
- insufficiente interdistanza fra le torri
- impianti eolici diversi troppo vicini fra loro
- velocità di rotazione delle pale troppo elevate
- difformità nelle tipologie di impianti vicini (diverse altezze delle torri, diverse dimensioni delle pale, diversa velocità di rotazione).

Nel caso in esame si può affermare che in rari casi vi possa essere interazione, visto che non risulta verificarsi nessuna delle condizioni sopra elencate.

Inoltre recenti studi negli USA hanno valutato che, in tale nazione, gli impatti imputabili alle torri eoliche dovrebbero ammontare a valori non superiori allo 0.01 – 0.02 % del totale delle collisioni stimate **su base annua fra l'avifauna e i diversi elementi antropici introdotti sul territorio** (1 o 2 collisioni ogni 5.000-10.000).

I moderni aerogeneratori presentano infatti velocità del rotore molto inferiori a quelle dei modelli più vecchi, allo stesso tempo si è ridotta, in alcune marche, a parità di energia erogata, la superficie spazzata dalle pale; per questi motivi è migliorata la percezione dell'ostacolo da parte dei volatili, con conseguente riduzione della probabilità di collisione degli stessi con l'aerogeneratore.

La stessa realizzazione delle torri di sostegno tramite piloni tubolari, anziché mediante traliccio, riduce le occasioni di collisione, poiché evita la realizzazione di strutture reticolari potenzialmente adatte alla nidificazione o allo stazionamento degli uccelli in prossimità degli organi in movimento.

Si evidenzia infine che gli aerogeneratori sono privi di superfici piane, ampie e riflettenti, ovvero quelle superfici che maggiormente ingannano la vista dei volatili e costituiscono una delle maggiori cause del verificarsi di collisioni.

Alla luce delle valutazioni precedenti, **l'impatto cumulativo previsto sulla fauna è risultato di entità lieve** soprattutto in considerazione del fatto che:

- ✓ gli altri impianti in progetto, come innanzi descritto, sono posti a distanze molto maggiori rispetto a quelle precedentemente studiate per la determinazione di uno spazio realmente fruibile dall'avifauna;



- ✓ le mutue distanze fra le torri in progetto sono tali da assicurare ampi corridoi di volo per l'avifauna e tutto l'impianto non va a costituire una barriera ecologica di rilievo;
- ✓ tutte le torri sono state posizionate su terreni agricoli e non si evincono interazioni con i siti riproduttivi di specie sensibili;
- ✓ il basso numero di giri, con cui ruotano le turbine di nuova generazione che verranno impiegate, consente la buona percezione degli ostacoli mitigando il rischio di collisioni da parte dell'avifauna.

6.4. Impatto acustico cumulativo

Così come narrato dalla DGR 2122/2012 alla quale si fa riferimento per le analisi degli impatti cumulativi potenziali, all'interno del raggio di 3000 m gli impianti sono tutti già realizzati, quindi non si prevede alcuna concomitanza di eventuali fasi cantieristiche.

Il rumore prodotto dagli aerogeneratori è quello generato dai componenti elettromeccanici e, soprattutto, dai fenomeni aerodinamici dovuti alla rotazione delle pale. Tuttavia, il fenomeno è di entità trascurabile atteso che già a distanza dell'ordine di 50 mt dall'installazione il rumore prodotto risulta sostanzialmente indistinguibile dal rumore di fondo e, comunque, per contenerlo al minimo, saranno installate particolari pale ad inclinazione variabile in relazione al vento prevalente.

Inoltre, anche a breve distanza dalle macchine, il rumore che si percepisce è molto simile come intensità a quello cui si è sottoposti in situazioni ordinarie che si vivono quotidianamente, quali sono le vetture in movimento o in ufficio.

In ogni caso, laddove l'aerogeneratore ricade eccezionalmente in prossimità di un luogo adibito a permanenza dell'uomo per un periodo superiore a 4 ore al giorno, in fase progettuale si è posta particolare attenzione all'ubicazione dello stesso per garantire una distanza compatibile con i limiti differenziali di livello sonoro equivalente (Leq), diurni e notturni, ammessi dal D.P.C.M. del 14 novembre 1997 e il rispetto di quanto previsto dalla zonizzazione acustica comunale ai sensi della L.n. 447/1995 con particolare riferimento ai ricettori sensibili.

Nella relazione PR18 (Relazione previsionale impatto acustico) è stato analizzato l'impatto acustico cumulativo. In relazione alla distanza di ciascuna turbina dal ricevitore analizzato, la pressione sonora complessiva in un determinato punto della zona esaminata è data dalla somma dei contributi prodotti

da ogni singola turbina, ove presenti più di una. In ogni caso quando la differenza tra il livello più elevato e quello più basso è superiore a 10dB, il livello maggiore non viene incrementato dalla combinazione con quello minore.

Nel caso in esame sono state valutate tutte le pale eoliche esistenti o proposte di parchi eolici nella zona. La distanza minima con future proposte di parchi eolici nella zona è di circa 7 Km. Per quanto riguarda il rumore prodotto dalle turbine eoliche, studi della BWEA (British Wind Energy Association - House of Lords Select Committee on the European Communities, 12th Report, Session 1998-99, Electricity from Renewables HL Paper 78) hanno mostrato che a distanza di qualche centinaia di metri questo è sostanzialmente poco distinguibile dal rumore di fondo. Per tali motivi le uniche pale eoliche prese in considerazione nella valutazione fonometrica sono quelle oggetto di tale valutazione fonometrica.

Per quanto detto **l'effetto cumulativo dovuto alla presenza di altre iniziative nell'area di indagine è di lieve entità.**

6.5. Impatti cumulativi su suolo e sottosuolo

L'ultima valutazione viene effettuata sulla componente suolo e sottosuolo, tenendo in considerazione i suoi diversi aspetti strutturali e funzionali come esaurientemente descritti in precedenza.

La presenza di un parco eolico e nello specifico di più impianti infatti, potrebbe sottrarre suolo all'agricoltura e frammentare le matrici agricole, modificando aspetti culturali, alterando il paesaggio agrario.

In generale un'eccessiva concentrazione di impianti sul territorio potrebbe provocare una particolare pressione sul suolo, tale da favorire eventi di franosità superficiale o di alterazioni di scorrimento idrico superficiale o ipodermico. Bisogna, inoltre, tener conto di eventi critici di pericolosità idro-geomorfologica in relazione alle dinamiche e alla contemporanea presenza sul territorio di più impianti.

In termini di occupazione dei suoli, si può affermare che tutte le aree utili solo in fase di cantiere verranno ripristinate e rinaturalizzate, per poter essere restituite alla loro funzione originale di terre agricole.

Nella fase di esercizio le uniche azioni in grado di generare impatti sulla componente "suolo e sottosuolo" sono legate sempre all'alterazione locale degli assetti superficiali del suolo comunque prodotti e l'impovertimento di suoli fertili superficiali.

Il primo impatto è causato dallo scavo che sarà effettuato per sistemare le torri e tutto ciò che occorre per mettere in funzione la centrale, causando quindi anche una riduzione del manto erboso presente sul posto. A scongiurare questo, è previsto il ripristino del suolo e il consolidamento del manto vegetativo.

Di tutto il cantiere, quindi, solamente una limitata area attorno alle macchine verrà mantenuta piana e sgombra, prevedendo il solo ricoprimento con uno strato superficiale di stabilizzato di cava; tale area consentirà di effettuare le operazioni di controllo e/o manutenzioni degli aerogeneratori durante l'esercizio.

La sottrazione permanente di suolo, ad impianto installato, risulterà minima rispetto alla estensione dei suoli a destinazione agricola (tale sottrazione sarà comunque compensata tramite l'indennizzo economico annuale destinato ai proprietari dei fondi) tanto da non rappresentare una significativa riduzione della funzione ambientale e produttiva.

Come descritto nel paragrafo 4.3.3, il parco eolico produce una sottrazione di suolo agricolo pari a 64.586 mq.

Considerando che, la superficie di suolo destinata a seminativi (SAU) nel territorio comunale di Laterza è pari a circa 12.788 ha (fonte Regione Puglia, Assessorato allo Sviluppo Economico e Innovazione Tecnologica – Risorse Agricole), si è valutata l'incidenza percentuale della sottrazione di suolo seminativo conseguenziale alla realizzazione del parco eolico, pari a circa il 0,05%.

Per la valutazione degli impatti cumulativi, la DGR 2122 suggerisce di considerare la compresenza di impianti eolici (Criterio C) nonché la compresenza di eolici e fotovoltaici al suolo (Criterio B), in esercizio e per i quali è stata già rilasciata l'autorizzazione unica, ovvero si è conclusa una delle procedure abilitative semplificate previste dalla norma vigente, per i quali procedimenti detti siano ancora in corso, in stretta relazione territoriale ed ambientale con il singolo impianto oggetto di valutazione.

Nel dettaglio si sono analizzati entrambi i criteri.

CRITERIO B – Eolico con Fotovoltaico



Le aree di impatto cumulativo sono individuate tracciando intorno alla linea perimetrale esterna di ciascun impianto un Buffer ad una distanza pari a 2 km degli aerogeneratori in istruttoria, definendo così un'area più esterna dell'area di ingombro, racchiusa dalla linea perimetrale di congiunzione degli aerogeneratori esterni. All'interno di tale Buffer va evidenziata la presenza di campi fotovoltaici o porzioni di essi.

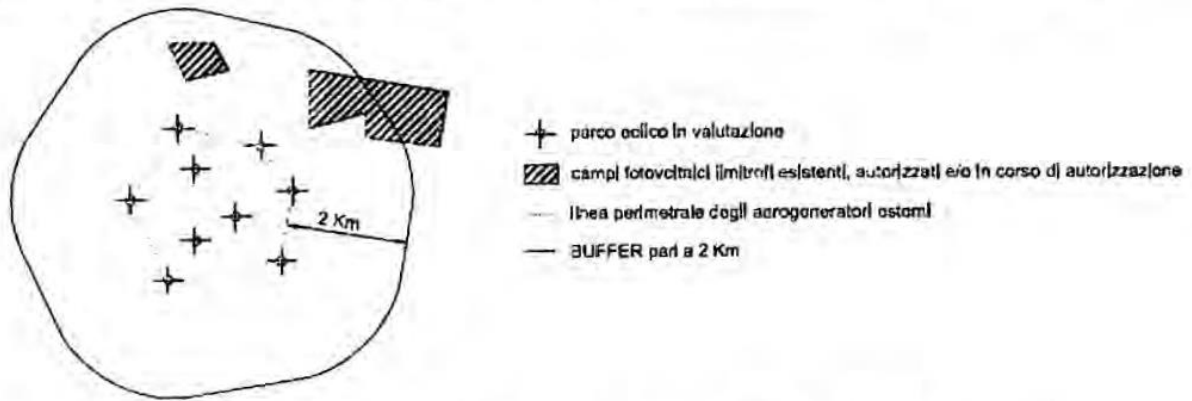


Figura 6-10: CRITERIO B – Eolico con Fotovoltaico – Costruzione area di impianto cumulativo tra eolico e fotovoltaico (fonte DGR n.2122/2012)

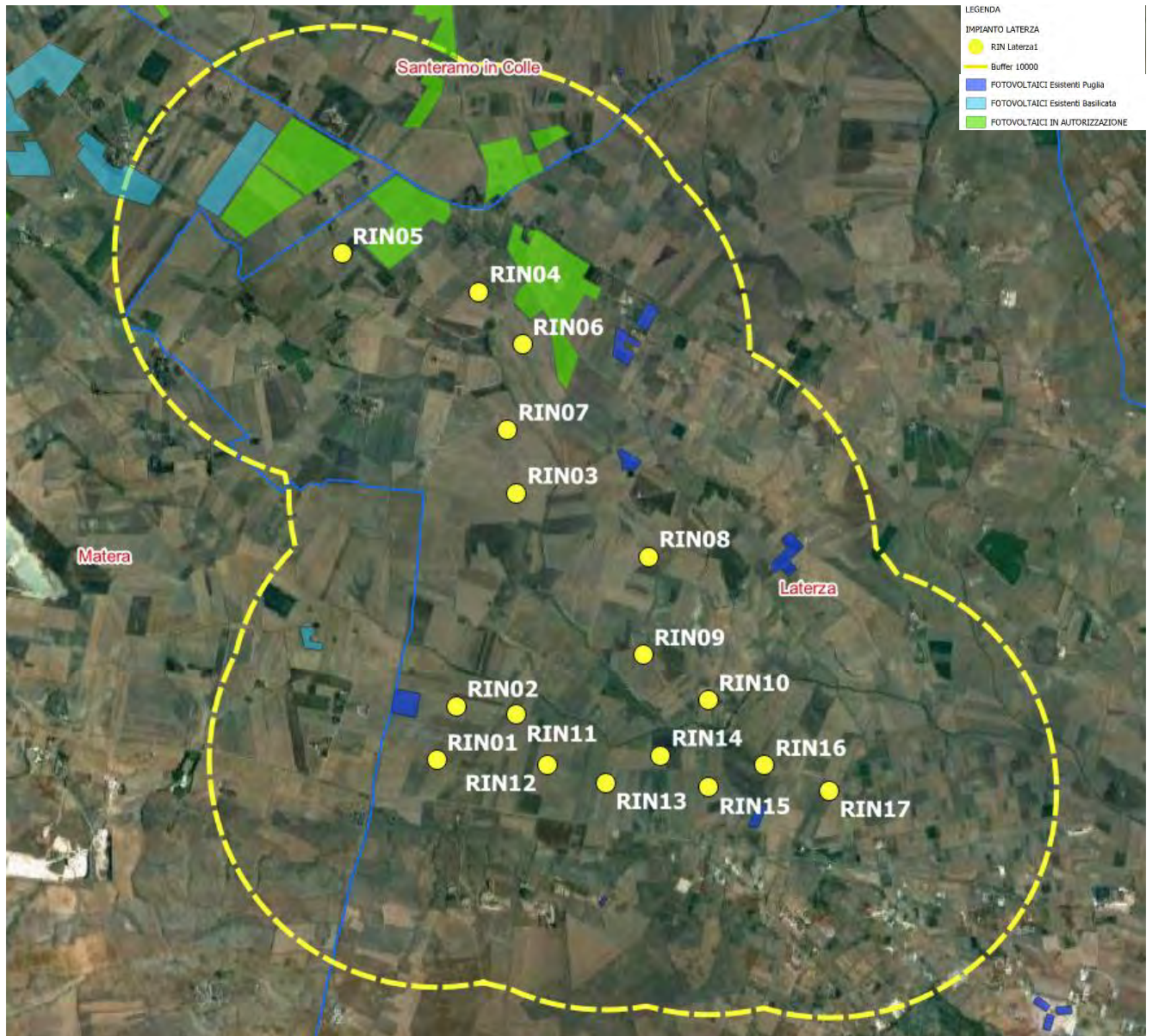


Figura 6-11: Costruzione area di impianto cumulativo tra eolico e fotovoltaico

Nell'area di impianto (buffer 2 km) di rientrano sia impianti fotovoltaici esistenti che in autorizzazione.

Gli impianti in autorizzazione presenti nell'area di impianto sono tutti impianti agrovoltaici, dove il suolo viene utilizzato ai fini agricoli, quindi la sottrazione di suolo agricolo a molto ridotta.

CRITERIO C – Impatto cumulativo tra impianti eolici

Le Aree di impatto cumulativo sono individuate tracciando intorno alla linea perimetrale esterna di ciascun impianto un Buffer ad una distanza pari a 50 volte lo sviluppo verticale degli aerogeneratori in istruttoria, definendo così un'area più estesa dell'area di ingombro, racchiusa dalla linea perimetrale di congiunzione degli aerogeneratori esterni. Si definisce un Buffer di $50 \times H_A$ dove H_A è lo sviluppo verticale complessivo dell'aerogeneratore in istruttoria.

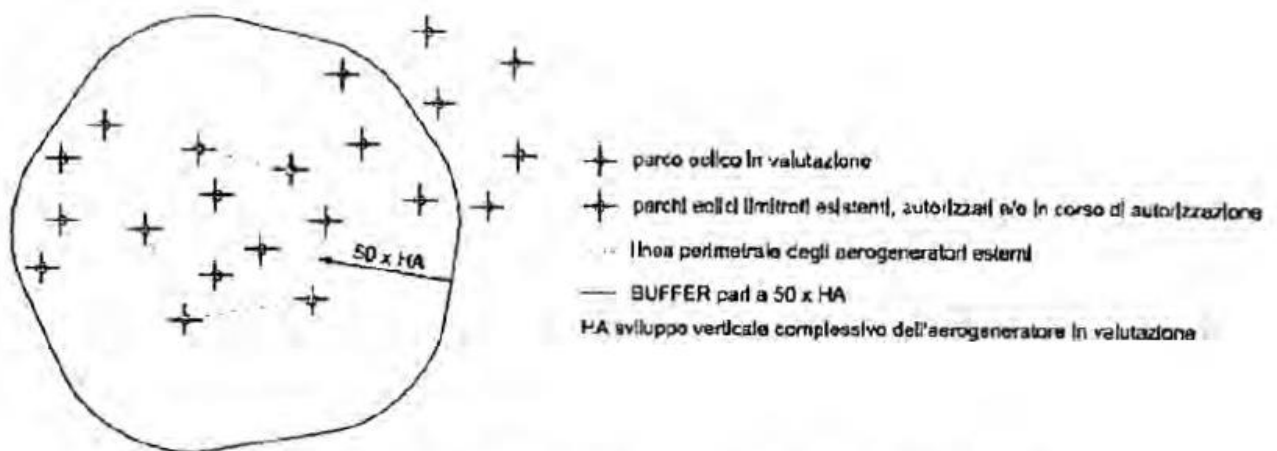


Figura 6-12: CRITERIO C – Eolico con Eolico – Costruzione area di impianto cumulativo tra impianti eolici (fonte DGR n.2122/2012)

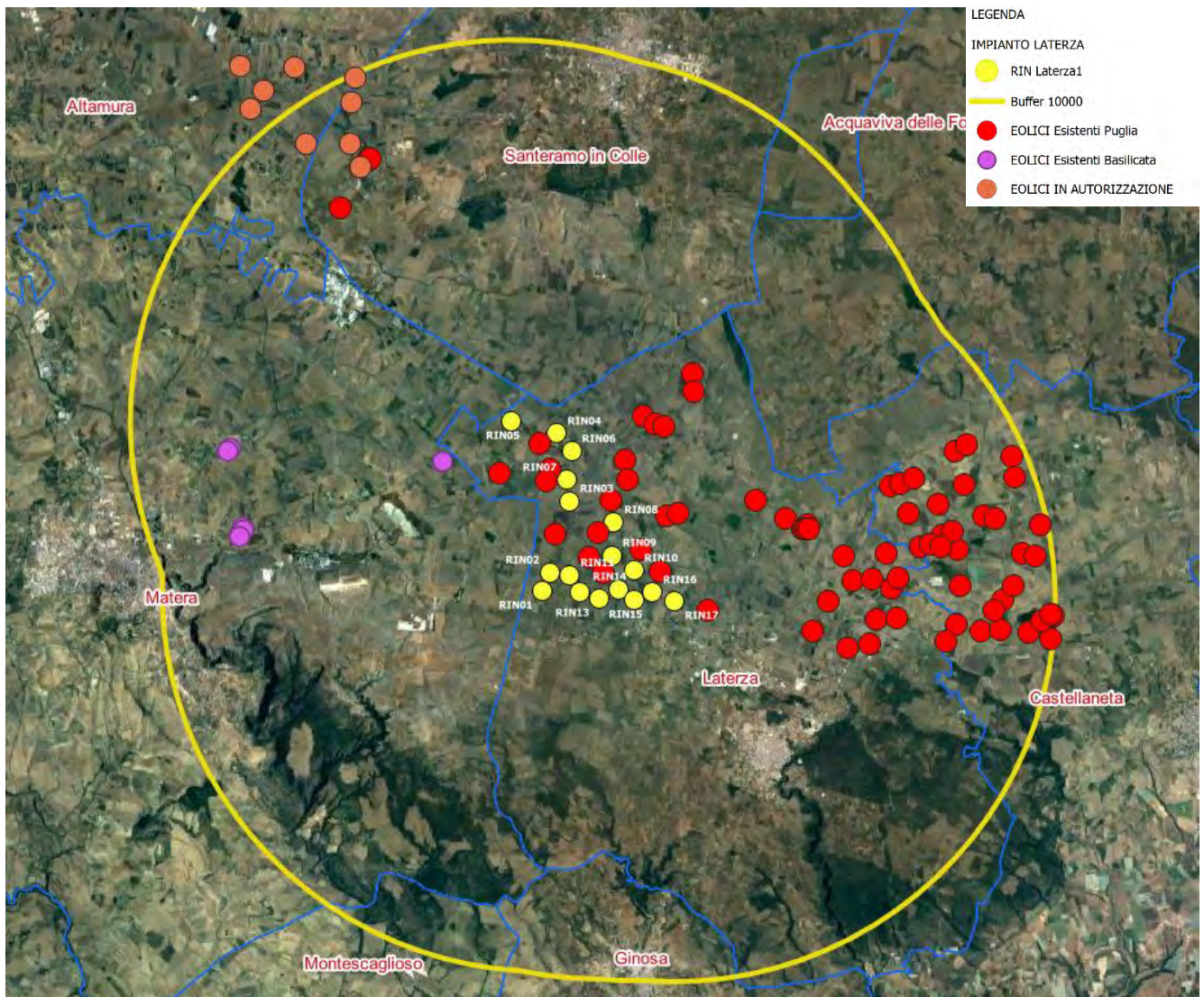


Figura 6-13: Costruzione area di impianto cumulativo tra impianti eolici

Per le caratteristiche in un impianto eolico, la sottrazione di suolo agricolo è limitato all'area delle piazzole definitive ed alle viabilità di accesso. Tali spazi, sono sottratti alla funzione agricola, ma rimangono aree permeabili, in quanto realizzati con misto stabilizzato. Per la quantità di suolo sottratto dagli impianti eolici nell'area di impianto cumulativo si può dedurre che l'impatto su tale componente è trascurabile.

Nel caso degli impianti eolici le superfici sottratte alla coltivazione sono decisamente minori considerando l'estensione dell'area di impianto cumulativo.

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
e relative opere di connessione alla R.T.N.*

Concludendo, l'impatto cumulativo determinato dalla realizzazione del parco eolico in oggetto nel contesto esistente può essere considerato trascurabile.



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 417 di 420

7. CONCLUSIONI

Nella presente relazione, accanto ad una descrizione qualitativa della tipologia **dell'opera, delle ragioni della sua necessità, dei vincoli riguardanti la sua ubicazione**, sono stati individuati **analiticamente, la natura e la tipologia degli impatti che l'opera genera sull'ambiente circostante** inteso nella sua più ampia accezione.

Sono state valutate le potenziali interferenze, sia positive che negative, che la soluzione progettuale determina sul complesso delle componenti ambientali addivenendo ad una soluzione complessivamente positiva.

Infatti, a fronte degli impatti che si verificano, **in fase di cantiere, per la pressione dell'opera su alcune delle componenti ambientali (comunque di entità lieve e di breve durata), l'intervento produce indubbi vantaggi sull'ambiente rispetto alla realizzazione di un impianto di pari potenza con utilizzo di risorse non rinnovabili.**

È utile, infatti, ricordare che il progetto in esame rientra, ai sensi dell'art. 12 c. 1 del D.Lgs. 387/2003, tra gli impianti alimentati da fonti rinnovabili considerati di pubblica utilità indifferibili ed urgenti.

L'impatto previsto dall'intervento su tutte le componenti ambientali, infatti, è stato ridotto a valori accettabili in considerazione di una serie di motivazioni, riassunte di seguito:

- la sola risorsa naturale utilizzata, oltre al vento, è il suolo che si presenta attualmente dedicato esclusivamente ad uso agricolo ma incolto da tempo;
- **l'impatto sull'atmosfera è trascurabile, limitato alle fasi di cantierizzazione e dismissione;**
- **l'impatto sull'ambiente idrico è trascurabile in quanto non si producono effluenti liquidi e le tipologie costruttive sono tali da tutelare tale componente;**
- **le interdistanze fra le torri sono tali da assicurare ampi corridoi di volo per l'avifauna e tutto l'impianto non va a costituire una barriera ecologica di rilievo;**
- tutte le torri vengono posizionate su terreni agricoli e non si evincono interazioni con i siti riproduttivi di specie sensibili e con habitat prioritari;
- il basso numero di giri con cui ruotano le turbine consente la buona percezione degli ostacoli mitigando il rischio di **collisioni da parte dell'avifauna;**
- sicuramente si registrerà un allontanamento della fauna dal sito, allontanamento temporaneo che man mano verrà recuperato con tempi dipendenti dalla sensibilità delle specie;
- la produzione di rifiuti è legata alle normali attività di cantiere;

- non ci sono impatti negativi al patrimonio storico, archeologico ed architettonico; le scelte progettuali e la realizzazione degli interventi di mitigazione e/o compensazione previsti rendono gli impatti presenti sulla fauna, flora, unità ecosistemiche e paesaggio, di entità pienamente **compatibile con l'insieme delle componenti ambientali;**
- la componente socio-economica sarà influenzata positivamente dallo svolgimento delle attività previste, portando benefici economici e occupazionali diretti e indiretti sulle popolazioni locali;
- l'intervento è conforme agli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti ed i principali effetti sono compatibili con le esigenze di tutela igienico-sanitaria e di salvaguardia dell'ambiente.

Pertanto, sulla base dei risultati riscontrati, riassunti nelle matrici, a seguito delle valutazioni condotte, si può concludere che l'intervento, nella sua globalità, genera un impatto compatibile con l'insieme delle componenti ambientali.

Consulenza: **Atech srl – Studio PM srl**

Proponente: **RINASCITA WIND Srl**

PROGETTO DEFINITIVO

*Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"Laterza 1" costituito da 17 turbine con una potenza complessiva di 111,60 MW
e relative opere di connessione alla R.T.N.*

8. APPENDICE 1 – MATRICI AMBIENTALI



Elaborato: **Studio di Impatto Ambientale**

Rev. 0 – Marzo 2023

Pagina 420 di 420